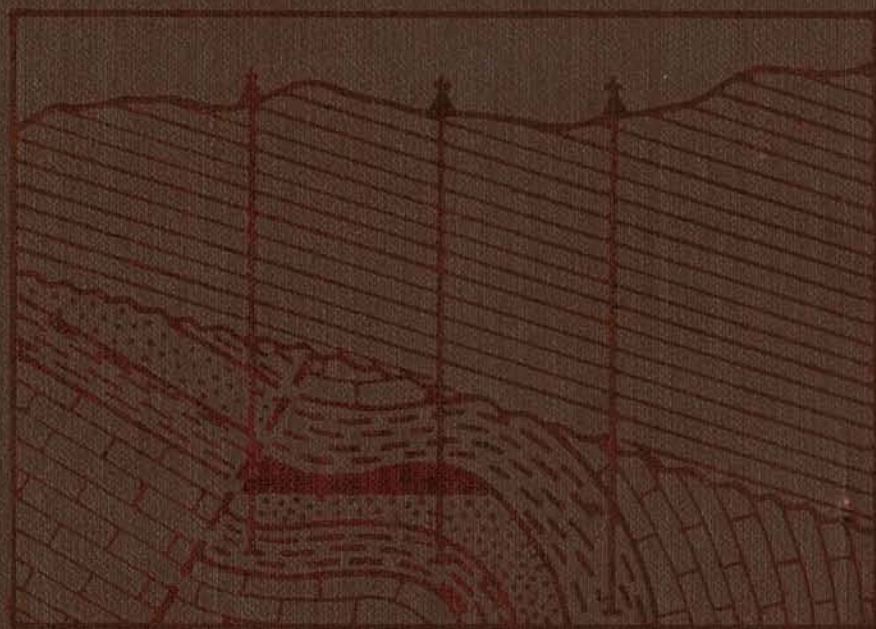


НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ  
СИБИРИ  
И  
ДАЛЬНЕГО  
ВОСТОКА



АКАДЕМИЯ НАУК СССР  
СИБИРСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ

ТРУДЫ ИНСТИТУТА ГЕОЛОГИИ И ГЕОФИЗИКИ

В ы п у с к 513

# НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ СИБИРИ И ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА

Ответственный редактор чл.-кор. АН СССР *В. С. Сурков*



ИЗДАТЕЛЬСТВО «НАУКА»  
СИБИРСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ  
Новосибирск-1981

**Нефтегазоносность Сибири и Дальнего Востока.** — Новосибирск: Наука, 1981.

Сборник отражает современные представления о геологии и нефтегазоносности осадочных бассейнов Сибири и Дальнего Востока. Большинство его статей обобщают многолетние исследования, выполненные в крупных научных коллективах, изучающих нефтегазоносность этих регионов. В ряде статей дан сравнительный анализ нефтегазоносных бассейнов Сибири с близкими по строению бассейнами Европы, Африки и Америки.

Книга  
ников.

#### РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

В. С. Вышемирский — д-р геол.-мин. наук, проф.; Ф. Г. Гурари — д-р геол.-мин. наук, проф.; В. М. Евтушенко — канд. геол.-мин. наук (ответственный секретарь); Ю. Н. Кародин — д-р геол.-мин. наук; А. Э. Конторович — д-р геол.-мин. наук, проф.; И. И. Нестеров — чл.-кор. АН СССР; А. Л. Яншин — академик.

## ИСТОРИЯ ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ЗЕМНОЙ КОРЫ СИБИРИ И ГЕНЕЗИС НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Метод объемного моделирования земной коры, предусматривающий совместное использование трех принципов тектонического районирования, открывает новые возможности познания закономерностей структурно-вещественной эволюции земной коры [Сурков и др., 1977]. Применение его для различных регионов Сибири позволило для рифейско-фанерозойского периода выделить складчатые системы различного времени геосинклинального развития, а внутри каждой из них структурно-формационные зоны геосинклинального, протоорогенного, дейтероорогенного и платформенного типов.

Рассмотрение истории тектонического развития Сибири с позиций эволюционного единства геологических процессов осадкообразования и осадконакопления от раннего докембрия до настоящего времени приобретает особое значение при решении задач нефтяной геологии. Анализ под таким углом зрения имеющейся геологической и геофизической информации с учетом тектонических условий различных этапов истории позволяет более обоснованно судить о типах осадочных бассейнов, что в конечном итоге имеет принципиальное значение при оценке нефтегазоносности территории Сибири.

Подобный анализ выполнен нами только для бассейнов осадконакопления рифейско-фанерозойского периода. Покровные образования более ранних этапов геологической истории (чехлы протоплатформ, по Е. В. Павловскому), будучи в значительной мере метаморфизованными и интродуцированными магматическими комплексами (в том числе и гранитоидами), в нефтегазоносном отношении не представляют интереса.

К началу рифея на рассматриваемой территории в результате неоднократного проявления циклов седиментации, складчатости, магматизма и регионального метаморфизма, по-видимому, сформировалась континентальная кора, в частности произошла полная консолидация земной коры в пределах Сибирской платформы.

В современном плане, судя по геологическому строению Алданского щита и Анабарского массива, а также анализу геологических (бурение) и геофизических данных, кристаллический фундамент Сибирской платформы представляется сложным гетерогенным глыбово-складчатым сооружением. В его структуре выделяется ряд крупных тектонических элементов: Иенгрский катархейский срединный массив, Алданская и Анабарская (ранние архейды), Ангаро-Тунгусская и Батомгская (поздние архейды), Олекминская и Оленекская (ранние карелиды), Ангаро-Ленская и Котуйская (поздние карелиды) складчатые системы [Фотиади и др., 1974].

Крупные геоблоки, сложенные дорифейскими структурными комплексами, выделяются также в фундаменте Западно-Сибирской плиты (Верхнекетский, Нядояхский, Уватский и др.). По своим геофизическим характеристикам они сходны с древними раннедокембрийскими блоками, развитыми в пределах Енисейского кряжа (Канский и Бирюсинский) и Урала



(Тараташский) [Геологическое строение..., 1974, Геология..., 1975].

Наличие в фундаменте Западно-Сибирской плиты и ее горном обрамлении, в том числе и в Центральном Казахстане, ряда геоблоков с добайкальским возрастом консолидации подтверждает предположение о том, что раннедокембрийские комплексы фундамента Русской и Сибирской платформ некогда входили в состав обширного евразийского протоконтинента.

Рифейский этап на территории Сибири ознаменовался крупнейшими перестройками земной коры. Нарушение изостатической уравновешенности геоблоков раннедокембрийской континентальной коры и, по-видимому, интенсивное проявление процессов рифтообразования в раннем рифее привели к расколу единого евразийского протоконтинента на отдельные сиалические плиты. С этим периодом в результате горизонтальных смещений плит связано обособление Восточно-Европейской, Сибирской, Северо-Китайской, Таримской платформ и ряда более мелких внутренних блоков и образование Урало-Монгольского геосинклинального пояса. Вдоль окраин древних кратонов формируются протяженные миеосинклинальные зоны, а внутри геосинклинального пояса — эвгеосинклинальные. Естественно, что складчатые системы рифейского этапа, продолжительность которого превышает 1 млрд. лет, различались как по времени складчатости, так и по деталям внутреннего строения. На заключительных стадиях развития для всех них характерны отчетливое проявление структурно-формационной зональности, частичная инверсия и горообразование.

К концу рифея завершилось становление огромного по площади Урало-Монгольского гетерогенного складчатого пояса с новообразованной континентальной корой. В процессе его развития, несомненно, имело место формирование осадочных бассейнов. Однако в палеозойскую эру геологической истории в результате проявления на этой территории новых геосинклинальных циклов осадочные бассейны рифейского возраста были переработаны. Структурно-вещественные аналоги таких осадочных бассейнов сохранились только на Сибирской платформе. Рифейский этап развития здесь можно рассматривать в качестве переходного от орогенного к собственно платформенному [Тектоника..., 1975, с. 76]. Тектонический режим этого этапа определялся в основном неравномерными преимущественно вертикальными движениями блоков земной коры. Начало и продолжительность существования переходного режима в различных районах платформы, по-видимому, были неодинаковыми. Осадконакопление в раннем, отчасти среднем рифее происходило преимущественно в пределах глубоких прибортовых депрессий, а во внутренних районах — в протяженных грабенообразных прогибах (авлакогенах), генетически связанных с активизацией глубинных разломов и действием сил растяжения.

Раннерифейские осадочные образования известны лишь в восточных районах Сибирской платформы. Разрез здесь представлен терригенными и терригенно-карбонатными образованиями гонамской (до 3000 м) и омахтинской (1200 м) свит в пределах Юдомо-Майского прогиба, мукунской (800 м), котуйканской и кютингдинской свит на склонах Анабарского массива и Оленекского поднятия [Мокшанцев и др., 1979]. В других районах платформы нижнерифейские образования достоверно не установлены. Вместе с тем не исключается их возможное развитие в нижних горизонтах разреза таких грабенообразных структур, как Уджинский, Вилуйский авлакогены, и ряда других глубоких депрессий.

Средне-верхнерифейский этап истории характеризуется значительным расширением области осадконакопления. Судя по характеру изменения состава пород, их мощностей, сочетанию в разрезе и распределению в плане литологических разновидностей, осадконакопление происходило в условиях достаточно высокой тектонической активности.

Средне-верхнерифейские терригенно-карбонатные отложения в большинстве районов залегают на эрозионной поверхности архейских и ран-

не-среднепротерозойских комплексов кристаллического фундамента, а в пределах наиболее глубоких прогибов, за редким исключением, с размытым на нижнерифейских образованиях [Тектоника..., 1975; Фрадкин, 1977].

В юго-восточных районах платформы (склоны Алданского щита) разрез этого комплекса представлен породами преимущественно терригенного состава. На северных склонах их общая мощность редко превышает 100 м. В сторону Березовского и Юдомо-Майского прогибов мощность разреза резко увеличивается. В районе Омнинского поднятия она составляет 800—900 м.

На севере платформы (Анабаро-Оленекский район) средне-верхнерифейские комплексы представлены терригенными и карбонатно-терригенными образованиями. В зависимости от общей структурной обстановки изменяется сочетание литологических разновидностей пород и их мощность. На западном склоне Анабарского массива суммарная мощность равна 600, на восточном 120 м. В сторону Удж разреза увеличивается до 900 м. На южных склонах Оленекского поднятия мощность средне-верхнерифейских пород составляет несколько сотен метров. К северо-восточной периферии платформы мощность рифейского комплекса постепенно увеличивается.

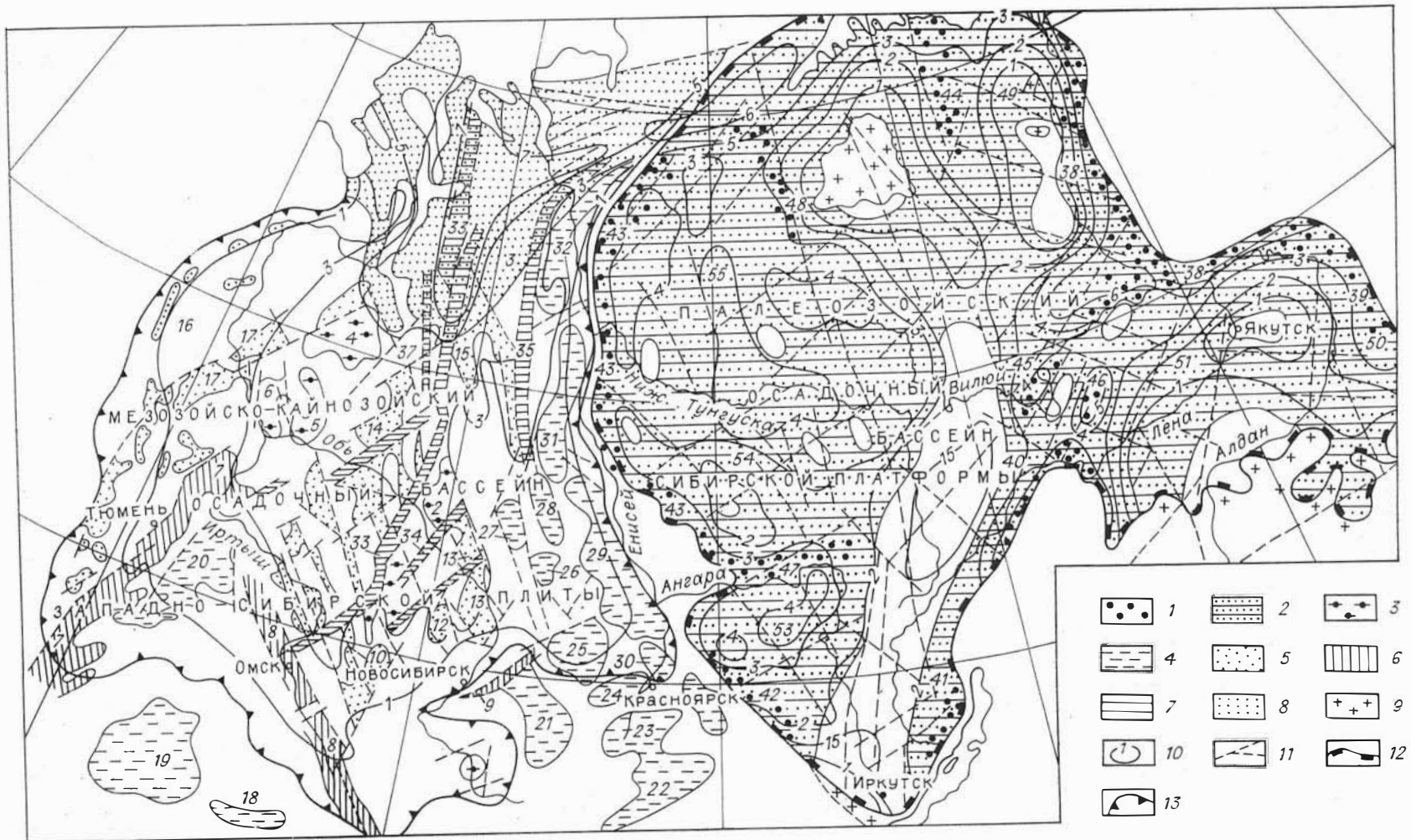
В западных районах платформы средне-верхнерифейские образования известны на Чадобецком куполовидном поднятии, в Прибайкальском и Присяянском прогибах, а также вдоль западной окраины платформы. Глубоким бурением они установлены в центральных частях Иркутского амфитеатра и в районе Байкитской антеклизы. Анализ сейсморазведочных и электрор

кристаллического фундамента и нижним горизонтант чехла позволяет предполагать широкое развитие средне-верхнерифейских отложений и в центральных районах Тунгусской синеклизы.

В Западном Прибайкалье они представлены терригенными карбонатными отложениями трехчленного «байкальского» комплекса, суммарная мощность которого достигает 4,0 км. Карбонатные породы отмечаются в нижней и средней частях разреза. В центральных районах Иркутского амфитеатра разрез «байкальского» комплекса представлен лишь его верхними горизонтами. Мощность здесь изменяется от нескольких сотен до первых десятков метров. Значительное увеличение мощности разреза рифейских комплексов наблюдается в направлении Присяянского прогиба и в Канско-Тасеевском районе.

Сложное сочетание терригенных, карбонатных и терригенно-карбонатных пород наблюдается в разрезе западной окраины платформы (Чадобецкое поднятие, Иркинеевский выступ). Общая мощность рифейских пород здесь местами превышает 3,0 км. По геофизическим данным, мощность их в наиболее глубоких прогибах поверхности фундамента центральной части Тунгусской синеклизы оценивается в 1,5—2,0 км и более [Гришин, Лотышев, 1979]. Вместе с тем бурением установлено отсутствие рифейских отложений на сводах Непско-Ботуобинской и Байкитской антеклиз. Геофизические исследования позволяют высказать предположение об их отсутствии в пределах ряда крупных положительных структур поверхности фундамента и во внутренних районах Тунгусской синеклизы (см. рисунок).

Особенности изменения в региональном плане литологического состава пород, стратиграфического объема, мощности разрезов рифейских образований различных районов платформы свидетельствуют об обособленности бассейнов осадконакопления позднего докембрия, т. е. о существовании катаплатформенного режима. Анализ нефте- и битумопроявлений в естественных обнажениях, данных бурения на Куюмбинской площади, где были получены притоки нефти и газа, а также предпосылки общегеологического плана «говорят» о том, что в нефтегазоносном отношении



наибольшими потенциальными возможностями характеризуются верхнерифейские осадочные образования. Поэтому на современной стадии изученности, по-видимому, наиболее удобным при выделении осадочных бассейнов рифейского этапа развития будет объемно-стратиграфический (временной) принцип с использованием некоторых генетических признаков.

Среди рифейских осадочных бассейнов нами выделяются, в первом приближении, два основных типа: 1) осадочные бассейны прибортовых и грабенообразных прогибов (авлакогенов) и 2) бассейны катаплатформенных депрессий и впадин.

Для первых характерны большая протяженность, малые размеры в поперечнике и большая глубина прогибания. Фациальный облик выполняющих образований определяется в основном породами терригенного состава. Прослой карбонатных пород отмечаются лишь в верхах разреза. К бассейнам такого типа нами отнесены: Предверхоанский, Юдомо-Майский, Предштомский, Предбайкальский, Преденисейский, Удженский, Кемпендяйский и др.

Осадочные бассейны катаплатформенных депрессий и впадин характеризуются значительными размерами, умеренными (до 2,0 км) прогибаниями и полигонально-изометричными очертаниями. Фациальная характеристика отложений определяется равномерным чередованием по разрезу терригенных, терригенно-карбонатных и карбонатных пород. К этому типу бассейнов отнесены Южно-Тунгусский, Северо-Тунгусский, Анабаро-Оленекский, Якутско-Олекминский и др.

Палеозойский этап для территории Сибири завершает геосинклинально-складчатую эволюцию земной коры. С ним связано формирование платформенного палеозойского чехла на Сибирской платформе и осадочных бассейнов разного типа в пределах Урало-Монгольского подвижного пояса, развивающихся синхронно с расположенными по соседству геосинклинальными системами.

Наиболее ранние осадочные бассейны — протоорогенные прогибы венд — нижнего кембрия располагались в пределах Енисейской и Восточно-Саянской складчатых систем байкалид и формировались синхронно с Салаирской геосинклинальной системой Алтае-Саянской области.

Протоорогенные прогибы — Манский в Восточно-Саянской и Каский в Енисейской складчатых системах. Последний развился в пределах унаследованного синклинория, большая часть которого перекрыта средне-

---

Схема рифейско-фанерозойских осадочных бассейнов Сибири, 1980 г. Составили В. С. Сурков, М. П. Гришин, О. Г. Жеро.

Осадочные бассейны Восточной Сибири: 1 — рифейские прибортовые и грабенообразные прогибы, 2 — катаплатформенные рифейские депрессии и впадины. Осадочные бассейны Западной Сибири: 3 —

унаследованно-наложенные впадины, 5 — верхнепалеозойские протоорогенные межгорные прогибы и внутренние впадины и депрессии центральных частей унаследованных синклинориев, 6 — средне-верхнепалеозойские краевые прогибы, 7 — триасовые грабен-рифты, 8 — верхнепалеозойско-нижне-мезозойский катаплатформенный чехол.

Прочие обозначения: 9 — выходы на поверхность кристаллического фундамента Сибирской платформы, 10 — изопакиты палеозойского платформенного чехла Сибирской платформы и мезозойско-кайнозойского платформенного чехла Западно-Сибирской плиты, 11 — разломы, 12 — контур палеозойского осадочного бассейна Сибирской платформы, 13 — контур мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна Западно-Сибирской плиты.

Цифрами на карте обозначены: 1 — Нюрольская, 2 — Усть-Тымская, 3 — Няюяхская, 4 — Надьская, 5 — Ляминская, 6 — Назыская впадины, 7 — Урало-Казахский, 8 — Иртышский, 9 — Горлово-Зарубинский, 10 — Барабинский, 11 — Тевризский прогибы, 12 — Кенгская, 13 — Нарымско-Коллашевская, 14 — Югано-Покурская впадины, 15 — Верхнетелькинский, 16 — Тагильский,

Ишимская впадины; 21 — Кузнецкий прогиб, 22 — Южно-Минусинская, 23 — Северо-Минусинская, 24 — Назаровская, 25 — Тегульдетская, 26 — Алипская, 27 — Ванжильвынкаянская, 28 — Верхнетымская, 29 — Каская, 30 — Кемчуская, 31 — Баихская, 32 — Мановская впадины; 33 — Колтогорско-Уренгойский, 34 — Усть-Тымский, 35 — Худосеевский, 36 — Аганский, 37 — Худутейский грабен-рифты; 38 — Предверхоанский, 39 — Юдомо-Майский, 40 — Предштомский, 41 — Предбайкальский, 42 — Присянский, 43 — Приенисейский, 44 — Удженский грабенообразный, 45 — Ыгыаттинский грабенообразный, 46 — Кемпендяйский грабенообразный, 47 — Иркенеевский грабенообразный, 48 — Котуйский грабенообразный прогибы; 49 — Анабаро-Оленекская, 50 — Угуро-Майская впадины, 51 — Якутско-Олекминская депрессия, 52 — Среднеильюйская и 53 — Чуно-Вирюсинская впадины; 54 — Южно-Тунгусская и 55 — Северо-Тунгусская депрессии.

палеозойскими и мезозойскими образованиями, а обнаженная часть представлена Вороговским прогибом Енисейского кряжа.

Большая часть территории Западной Сибири в раннем палеозое пережила геосинклинально-складчатый процесс развития. В это время завершается геосинклинальный этап и формируется Кузнецко-Алатауская складчатая система салаирид, а на территории современных Урала, Центрального Казахстана и Алтая зарождаются новые геосинклинальные системы. Они, по-видимому, на многих участках простирались дискордантно по отношению к складчатым структурам байкалид, а геосинклинальные прогибы закладывались вдоль глубинных разломов и зон растяжения рифтового типа. Заложение геосинклинальных прогибов вдоль рифтовых зон (особенно четко это наблюдается в пределах Уральской системы) стало причиной эвгеосинклинального характера начальных формаций прогибов, а также узких линейного типа структурных форм, простирающихся на сотни километров при ширине в первые десятки километров.

В центральных районах Западно-Сибирской плиты в раннем палеозое располагалась складчатая горная система байкалид.

В это время на Сибирской платформе в связи с общим устойчивым погружением региона формировался платформенный чехол. Нижние горизонты чехла, сложенные терригенно-карбонатными отложениями венда и нижнего кембрия, трансгрессивно перекрывают подстилающие их рифейские образования и выступы кристаллического фундамента.

Структуры венд-нижнекембрийских образований представлены совокупностью типично платформенных положительных и отрицательных форм пликативных дислокаций, осложненных дизъюнктивными нарушениями. С этим комплексом отложений на Сибирской платформе связывают главные потенциальные запасы нефти и газа. В восточных районах платформы эти отложения имеют состав преимущественно терригенный. Общая мощность их изменяется от 300 до 600 м, а в сторону краевых прогибов она увеличивается до 2,5 км.

Существенное изменение формационного состава пород этого комплекса характерно для вышележащей преимущественно карбонатной толщи. В юго-западных районах платформы в ее разрезе преобладают соленосные и карбонатные толщи (1,5—2,5 км), а в северных районах Тунгусской синеклизы развиты в основном карбонатные. Их возрастные аналоги в восточных районах представлены терригенно-карбонатными образованиями.

Венд-нижнекембрийские платформенные комплексы со стратиграфическим, а в ряде районов со структурным несогласием перекрываются карбонатно-терригенными, к окраинам платформ фациально замещающимися красноцветными образованиями среднего кембрия — ордовика.

К концу раннего палеозоя (каледонский тектонический цикл) были сформированы складчатые системы Центрального Казахстана и Горного Алтая. В центральных районах Западной Сибири и, возможно, на территории современной акватории Карского моря в это время зарождается Центрально-Западносибирская глинисто-сланцевая геосинклинальная система. Продолжают прогибаться в раннем палеозое и унаследованно-наложенные впадины в восточных районах Западной Сибири в зонах байкалид (Касская, Маковская и другие).

На Сибирской платформе в нижнем — среднем палеозое продолжается дальнейшее формирование платформенного комплекса отложений. Если среднекембрийско-нижнеордовикский платформенный комплекс развит на Сибирской платформе достаточно широко, а средняя мощность этих отложений достигает 1 км, то верхнеордовикские и нижнесилурийские образования на значительных пространствах Сибирской платформы отсутствуют. В начале среднего палеозоя образуется система унаследованно-наложенных и наложенных впадин в зонах салаирид и, возможно, каледонид. В это время на юго-востоке Западной Сибири формируется Ту-



винская, Южно-Минусинская, Северо-Минусинская, Назаровская, Тегульдетская, Кузнецкая, Рыбинская и другие впадины. Особенностью осадочного выполнения этих впадин является пестрый состав преимущественно терригенных отложений, перемежающихся с эффузивами. На востоке в пределах байкалид расширяется процесс осадконакопления в Касской, Маковской, Нядояхской и других впадинах. В пределах Центрального Казахстана формируется Тенгизская впадина.

В позднем палеозое замыкаются Уральская и Центрально-Западно-сибирская геосинклинальные системы и на их месте формируются складчатые. Наряду с антиклинориями и синклинориями унаследованного и инверсионного типов, здесь возникли и срединные массивы (Уват-Хантымансийский, Межовский и др.), наиболее погруженные участки которых образовали осадочные бассейны. Отложения этих бассейнов синхронны по возрасту с осадками геосинклинальных прогибов, но представлены они преимущественно карбонатными породами.

В конце палеозоя завершается геосинклинальное развитие на территории Таймыра и в целом Урало-Монгольского геосинклинально-складчатого пояса, где геосинклинальный режим перманентно существовал в различных его районах с начала рифея и до позднего палеозоя включительно. Палеозойская история развития геосинклинально-складчатых систем Урало-Монгольского подвижного пояса показывает, что здесь неоднократно возникали условия, благоприятные для формирования протоорогенных и дейтероорогенных осадочных бассейнов, а также бассейнов на срединных массивах. Эти постгеосинклинальные бассейны сложены разнообразными породами от молас и эффузивов до хемогенных и органогенных образований.

Среди осадочных бассейнов выделяются следующие типы:

а) протоорогенные прогибы, возникшие в центральных частях унаследованных синклинориев. Прогибы этого типа образуются в пределах Уральской складчатой системы герцинид, которая на заключительной геосинклинальной стадии развивалась по унаследованной схеме, т. е. на месте эвгеосинклинальных прогибов в конце цикла возникли синклинории унаследованного типа. Импульс направленных и исходящих движений в синклинориях продолжался длительное время, включая и протоорогенный этап. Последнее обусловило формирование в центральных частях унаследованных синклинориев моласовых образований. Эти отложения известны в Магнитогорском, Тагильском синклинориях Урала, а точнее и в Ляпшинском, Шеркалинском и других синклинориях фундамента западной части плиты;

б) протоорогенные прогибы, возникшие на месте бывших геосинклинальных поднятий и небольших срединных массивов. Они развиты в пределах Центрально-Западносибирской складчатой системы герцинид. Эта система на заключительной стадии развивалась по инверсионной схеме, т. е. на месте геосинклинальных прогибов в результате метаморфизма и гранитизации осадочных толщ возникали антиклинории инверсионного типа, а интрагеосинклинальные поднятия и небольшие срединные массивы в этом случае «задавливались» и на их месте формировались межгорные прогибы, выполненные моласовидными отложениями. В фундаменте центральной части Западно-Сибирской плиты выделяется целый ряд прогибов такого типа (Колдашево-Нарымский, Верхнетолькинский, Парбигский и др.). В бассейнах обоих типов развиты терригенные и терригенно-вулканогенные отложения. Мощность их, как правило, не превышает 2 км. Это типичные внутриконтинентальные прогибы. Они характеризуются малыми размерами, небольшим временем их формирования, благоприятным составом осадков и, по-видимому, низкими тепловыми потоками. По этой причине такие бассейны не могут обладать большими потенциальными запасами нефти и газа;

в) унаследованно-наложенные и наложенные впадины, развитые на каледонском или более древнем складчатом основании, характеризуются

более длительным периодом развития, значительной мощностью осадочных и осадочно-вулканогенных отложений. Это также внутриконтинентальные бассейны, но для них характерны, по-видимому, лучшие термодинамические условия, а осадки в ряде случаев погружались на уровень главных фаз нефтегазообразования. Поэтому осадочные бассейны этого типа, по нашему мнению, более перспективны в нефтегазоносном отношении по сравнению с протоорогенными прогибами. К таким осадочным бассейнам относятся впадины Минусинского межгорного прогиба, Кузнецкая, Касская, Тегульдетская и другие впадины;

г) осадочные бассейны краевых прогибов, сформировавшиеся в зонах сочленения герцинских складчатых систем с более древними (каледонские, салаирские и докембрийские срединные массивы). Наиболее изученной структурой данного типа является Урало-Казахский прогиб, протягивающийся вдоль восточного края герцинид Уральской складчатой системы на границе с каледонидами Центрально-Казахстанской системы и Ув

сности связаны с карбонатными и терригенно-карбонатными отложениями верхнего девона — нижнего карбона, подстилающими молассовые образования среднего карбона. Формирование этих отложений обусловлено прогибанием Уральской геосинклинали, захватившим и бортовые части ее обрамления. Мощность отложений достигает 3—4 км, площадь развития таких отложений ограничена узкой вытянутой полосой. Собственно протоорогенный молассовый комплекс Урало-Казахского прогиба сохранился не повсеместно, а только в наиболее глубоких синклиналях. Основная же часть намюрско-среднекарбонатовых:

была размыта, вероятно, в раннеюрскую эпоху денудации всей территории Западной Сибири;

д) осадочные бассейны срединных массивов. Для них характерны синхронный с соседними геосинклинальными прогибами возраст осадков, большая мощность и преимущественно карбонатный состав пород. Эти отложения, по-видимому, формировались в условиях повышенного теплового потока, а осадки могли погружаться на уровень главных фаз нефтегазоаккумуляции. Этот тип бассейнов, по нашим представлениям, может обладать наибольшими потенциальными запасами нефти и газа. В фундаменте Западно-Сибирской плиты по комплексу геолого-геофизических данных в настоящее время выделяется три крупных срединных массива: Межовский, Усть-Тымский и Уват-Хантымансийский.

На Сибирской платформе в среднем и позднем палеозое продолжалось осадконакопление на больших территориях.

Среднепалеозойские образования широко развиты в пределах центральных и северных районов западной половины платформы. Наиболее полный разрез наблюдается в Приенисейском районе. Девонские образования представлены здесь в основном красно- и сероцветными карбонатно-терригенными сульфатоносными породами с прослоями известняков и доломитов в верхней части разреза. С регионально зафиксированным перерывом на них залегают сероцветные карбонатные образования нижнего карбона. Общая мощность превышает 1500 м.

В Нижнекурейском и Котуйском районах в разрезе этого комплекса уменьшается содержание красноцветов и исчезают галогенные образования. Резко сокращается мощность (до 700 м).

На северо-востоке платформы (Оленекский район) непосредственно на эродированной поверхности нижнепалеозойских отложений со стратиграфическим несогласием залегают нижнекаменноугольная толща, представленная пестроцветными карбонатно-терригенными, сероцветными карбонатными и красноцветными терригенно-карбонатными сульфатоносными образованиями.

Блоковые подвижки обусловили специфические черты среднепалеозойских образований в Кемпендяйском прогибе и Ыгыаттинской впадине:

В разрезе Кемпендйяского прогиба отмечаются красноцветные сульфатоносные и соленосные мергельно-терригенные отложения девона и нижнекаменноугольные сероцветные карбонатно-терригенные породы с прослоями туфов и туффитов. По геофизическим данным, мощность в наиболее прогнутых участках составляет несколько тысяч метров. Для разреза Ыгыаттинской впадины характерны насыщенность грубообломанным вулканогенно-обломочным материалом при уменьшении удельного веса глинистых, карбонатных и эвапоритовых пород.

В позднем палеозое на Сибирской платформе проявились интенсивные вертикальные движения блоков фундамента, обусловившие существенную перестройку регионального структурного плана чехольных образований. С этим периодом связывается формирование Тунгусской синеклизы, а также верхнепалеозойских бассейнов за счет резкого опускания блоков фундамента северных и восточных прибортовых зон платформы. По формационному составу верхнепалеозойский комплекс представлен терригенными угленосными и вулканогенно-осадочными образованиями, взаимозаменяющимися в латеральном и вертикальном направлении [Мокшанцев и др., 1979]. Мощность отложений изменяется в широком диапазоне величин. В наиболее глубоких депрессиях ее значения превышают 1000 м. Их полное отсутствие зафиксировано в южных и ряде восточных районов.

В пределах Тунгусской синеклизы верхнепалеозойский комплекс отложений представлен широко развитыми породами терригенной угленосной формации, которые со стратиграфическим, а на значительной территории с резким угловым несогласием перекрывают нижне-среднепалеозойские комплексы. Их мощность обычно не превышает 400—500 м, лишь в западной прибортовой зоне синеклизы она увеличивается до 1 км.

В Вилюйской синеклизе и в краевых депрессиях платформы разрез верхнепалеозойского комплекса составляют терригенные и терригенно-угленосные образования верхнего карбона и перми. Мощность их изменяется от нескольких тысяч метров в центральных частях глубоких прогибов до полного выклинивания на их склонах.

Мезозойско-кайнозойский этап на территории Сибири ознаменовался крупнейшими перестройками земной коры. После образования гетерогенного Урало-Монгольского складчатого пояса в пределах Западной Сибири (в ее центральной части), где почти везде проявились два мегацикла активного тектонического развития (рифейский и палеозойский), сформировалось огромное сводовое поднятие, испытавшее интенсивную денудацию. Разрыв складчатых сооружений привел к выводу на поверхность в антиклинорных зонах гранитных батолитов, а в синклинорных зонах и межгорных прогибах к уничтожению протоорогенных молассовых образований. Однако уже в раннем триасе происходит не менее резкое «обрушение» этого сводового поднятия и раскол литосферы на плиты с последующим их раздвигом. Образовавшаяся рифтовая система пересекает центральную часть сводового поднятия и захватывает, по-видимому, область современной акватории Карского моря. Морфологическим выражением рифтовой системы стали Колтогорско-Уренгойский грабен-рифт, а в Карском море продолжающий его желоб «Святой Анны». Раздвиг литосферных плит и излияние огромных масс базальтов привело к дальнейшему прогибанию территории и началу формирования Западно-Сибирского мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна.

Рифтогенез на территории Западной Сибири наиболее интенсивно проявился на севере плиты и, по-видимому, в Карском море.

Количество грабен-рифтов и масштабность проявления раздвига предопределили конфигурацию осадочного бассейна Западно-Сибирской плиты и глубину его прогибания. На юге плиты, где резко уменьшается интенсивность раздвига, но увеличивается число рифтов, мощность плитного комплекса небольшая (до 3—3,5 км), но отмечается увеличение поперечных размеров плиты. На севере интенсивность раздвига увеличи-

вается (80 км в районе п-ова Гыдан и 200 км в Карском море), мощность плитного комплекса здесь резко возрастает до 7 км.

Существование мощного катаплатформенного пермо-триасового комплекса на севере Западно-Сибирской плиты и, возможно, в районах акватории Карского моря указывает на то, что рифтообразование, по-видимому, началось на севере в пермский период и постепенно распространилось в южном направлении. Осадконакопление в мезозойско-кайнозойский этап происходило в условиях большого избыточного эндогенного тепла, создаваемого, с одной стороны, радиогенным тепловым потоком пермских гранитных батолитов, выведенных на поверхность в результате предмезозойского денудационного среза, а с другой стороны — рифтовыми зонами. Исследования показывают, что в настоящее время над рифтовыми зонами и гранитными телами отмечается повышенный тепловой поток [Сурков и др., 1972]. Эндогенное тепло гранитизированных толщ и рифтовых зон способствовало интенсивному образованию углеводородов и формированию уникальных по запасам залежей нефти и газа.

Мезозойско-кайнозойский этап на Сибирской платформе ознаменовался активизацией тектонических движений. Наряду с вертикальными перемещениями блоков во многих местах, по-видимому, имели место и небольшие горизонтальные раздвиги, о чем косвенно свидетельствуют очень широкое развитие траппового магматизма и прогибание Тунгусской синеклизы. Мощность разреза вулканогенных и осадочных образований триаса синеклизы достигает 3 км. В южном направлении вдоль осевой зоны синеклизы и к ее бортам наблюдается постепенное уменьшение мощности туфолавовых образований, одновременно в разрезе возрастает удельный вес туфогенно-осадочных пород.

В Вилюйской синеклизе, в восточных и северных районах платформы триасовые отложения представлены преимущественно терригенными и туфогенно-осадочными породами. В ряде районов они залегают на пермских отложениях со стратиграфическим перерывом, а в пределах бортовых частей прогибов трансгрессивно перекрывают более древние комплексы. Мощность разреза колеблется от 0,5 до 1,5 км.

В основании Енисей-Хатангского мезозойско-кайнозойского прогиба, вероятно, также имеется рифтовая зона позднепалеозойско-раннетриасового времени, приведшая к формированию мезозойско-кайнозойских отложений очень большой мощности. Благодаря рифтовой зоне отложения эти накапливались в условиях избыточного эндогенного тепла, что должно было обусловить для этого региона, как и для Западно-Сибирской плиты, высокие перспективы нефтегазоносности. Это подтверждается открытием здесь ряда значительных газовых и газоконденсатных месторождений. Не исключено, что в центральных частях прогиба в юрских отложениях могут быть открыты и крупные месторождения нефти.

По-видимому, другой генезис имеют мезозойские Лено-Вилюйская впадина и Предверхоанский прогиб. Эти структуры формировались под воздействием Верхоянской геосинклинальной системы, но в пределах жесткого основания. Температурные условия здесь были менее благоприятными для наиболее полной эмиграции углеводородов; но длительное устойчивое прогибание, большие мощности осадочных пород этих бассейнов и шельфовые условия седиментации говорят о возможности больших потенциальных запасов нефти и газа.

Таким образом, анализ истории тектонического развития земной коры Сибири показывает, что формирование осадочных бассейнов на этой территории связывается с тремя крупными этапами.

*Рифейский этап* характеризуется образованием наиболее древних осадочных бассейнов древнего Сибирского кратона. Осадки их, судя по формационному составу пород, мощностям и характеру распределения в плане, по-видимому, можно рассматривать в качестве катаплатформенных. По данным бурения на Курумбинской площади, отложения рифея являют-

ся промышленно-нефтегазоносными. Однако из-за крайне слабой изученности в настоящее время остаются не выясненными тектонические и палеофациальные условия формирования рифейских образований, что имеет первостепенное значение для оценки их нефтегазоносности.

В западных районах Сибири осадки рифейского возраста накапливались в бассейнах геосинклинального типа. На завершающей стадии развития геосинклинальных систем они были метаморфизованы и дислоцированы, а поэтому не представляют интереса в нефтегазоносном отношении.

*Палеозойский этап* характеризуется формированием нескольких типов осадочных бассейнов. В пределах древнего Сибирского кратона в это время формировался платформенный чехол, представленный разнообразными типами осадочных формаций. В нижней части чехла это терригенно-карбонатные комплексы венда и нижнего кембрия, с которыми связываются высокие перспективы обнаружения залежей нефти и газа. В центральных зонах Тунгусской синеклизы значительные запасы нефти, по-видимому, могут содержать ордовикско-силурийские образования.

В Урало-Монгольском геосинклинально-складчатом поясе в палеозойский этап были сформированы четыре основных типа внутриконтинентальных бассейнов. Мощность и состав этих отложений, их размеры, а также термодинамический режим, в котором формировались осадки, не позволяют надеяться на очень большие запасы нефти и газа в них. Из рассмотренных типов бассейнов наибольшими потенциальными запасами должны обладать осадочные бассейны срединных массивов.

*Мезозойско-кайнозойский этап* характеризуется формированием осадочных бассейнов двух типов. Крупнейшие бассейны были образованы процессами рифтогенеза. В основании этих бассейнов вдоль их осевых частей проходят мощные рифтовые системы. Осадки здесь сформировались в условиях избыточного эндогенного тепла, обусловленного рифтами, что несомненно способствовало стимулированию процесса генерации нефти. Бассейны данного типа — Западно-Сибирская плита, Енисей-Хатангский региональный прогиб.

К другому типу относятся бассейны, которые формировались в окраинной части континента одновременно с развитием соседней геосинклинальной системы. В современном плане эти бассейны ограничены Верхоянской складчатой системой. Они представлены зонами передовых прогибов, окраинными бассейнами, являющимися в прошлом, по-видимому, шельфом. К этому типу относятся верхнепалеозойский и мезозойский Предверхоянский передовой прогиб и Лено-Вилюйская впадина.

Эти бассейны характеризуются длительным устойчивым прогибанием; их осадки отлагались в благоприятных тектонических и климатических условиях, поэтому с ними могут быть связаны значительные запасы нефти и газа. В общем случае нефтегазоносность Сибири связывается с осадками большого возрастного диапазона. В них благодаря исследованиям советских геологов, в частности фундаментальным работам А. А. Трофимука (1960, 1964, 1971, 1975), уже открыты месторождения нефти и газа в мезозойских отложениях. Нет сомнения, крупные месторождения нефти и газа будут открыты в палеозойских и рифейских образованиях.

Авторы выражают свою признательность академику А. А. Яншину за ценные советы и рекомендации, которые были сделаны им в процессе подготовки данной работы.

#### ЛИТЕРАТУРА

- Геологическое строение фундамента Западно-Сибирской плиты/Ред. Э. Э. Фотгади, В. С. Сурков. Л.: Недра, 1971. 207 с.*  
*Гришин М. П., Лотышев В. И.* Структурные связи фундамента и базальных горизонтов осадочного чехла Сибирской платформы. — В кн.: Новые данные по тектонике нефтегазоносных областей Сибири. Новосибирск, 1979, с. 5—12.



- Геология нефти и газа Западной Сибири*/А. Э. Гонторович и др. М.: Недра, 1975. 680 с.
- Мокшанцев К. Б.* и др. Тектонические комплексы и структуры чехла Сибирской платформы.— В кн.: Главные тектонические комплексы Сибири (к Атласу тектонических карт и опорных профилей Сибири). Новосибирск, 1979, с. 32—51.
- Сурков В. С., Роменко В. И., Жеро О. Г.* Геотермическая характеристика центральной части Западно-Сибирской плиты и связь ее с геологическим строением фундамента.— В кн.: Вопросы разведочной и промысловой геофизики в Западной Сибири. Новосибирск, 1972, с. 101—109.
- Сурков В. С.* п др. Объемное тектоническое районирование складчатых поясов (основные принципы нового направления комплексного анализа геолого-геофизических данных.)— В кн.: Основные проблемы геологии и геофизики Сибири. Новосибирск, 1977, с. 5—18.
- Тектоника Якутии*/К. Б. Мокшанцев, Д. К. Горнштейн, Г. С. Гусев и др. Новосибирск: Наука, 1975. 198 с.
- Трофимук А. А.* Нефтегазоносность Сибирской платформы.— Геол. и геофиз., 1960, № 7, с. 3—11.
- Трофимук А. А.* Нефть и природный газ Сибири.— Вест. АН СССР, 1964, № 6, с. 37—44..
- Трофимук А. А.* Перспективы поисков нефти и газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке.— Геол. нефти и газа, 1971, № 5, с. 15—22.
- Трофимук А. А., Вышемирский В. С.* Проблема нефтеносности палеозоя Западно-Сибирской низменности.— Геол. нефти и газа, 1975, № 2, с. 1—7.
- Фотиади Э. Э., Гришин М. П., Негелов А. Н.* Раннедокембрийские складчатые системы фундамента Сибирской платформы.— В кн.: Структура фундамента платформенных областей СССР. Л.: Наука, 1974, с. 99—113.
- Фрадлин Г. С.* Строение докембрийского чехла Сибирской платформы.— В кн.: Докембрий континентов. Древние платформы Евразии. Новосибирск: Наука, 1977, с. 218—234.

А. Н. ЗОЛотов

## ИСТОРИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ РИФЕЙ-ВЕНДСКИХ И НИЖНЕПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ДРЕВНИХ ПЛАТФОРМ СССР

Историко-геологические условия развития платформ считаются основными показателями размещения нефтяных и газовых месторождений в их пределах [Губкин, 1932]. Они определяют условия накопления органического вещества в породах, его преобразование в углеводороды, время генерации и миграции углеводородов, условия формирования и сохранности залежей нефти и газа. Особо важное значение эти показатели приобретают при оценке нефтегазоносности рифей-вендских и нижнепалеозойских отложений — наиболее древних перспективных комплексов эпикарельских платформ.

Работами академика А. А. Трофимука (1965, 1968) и ведущих сибирских геологов установлена основная роль отложений этого возраста в оценке перспектив нефтегазоносности Сибирской платформы. К настоящему времени здесь в отложениях венда, меньше в рифее и нижнем палеозое открыт ряд газоконденсатных и нефтегазовых месторождений на Непском своде, Байкитской антеклизе, Игаро-Туруханском мегавале (Ярактинское, Марковское, Среднеботуобинское, Вилючанское, Братское, Курумбинское и др.). Мелкие залежи нефти выявлены в отложениях венда (Сивинское, Соколовское месторождения Пермской области и Удмуртской АССР), а многочисленные нефтегазопроявления — в породах рифея Восточно-Европейской платформы.

В отложениях кембрия и ордовика открыты сотни месторождений нефти и газа на хорошо изученных Северо-Американской и Африканской платформах [Бакиров и др., 1971; Байбакова, Алиева, 1977; и др.]. С этими отложениями связаны основные перспективы нефтеносности Балтийской синеклизы Русской плиты, где разведаны 23 месторождения нефти.

В отложениях нижнего палеозоя Северо-Американской\* и Африканской платформ установлена достаточно высокая объемная плотность запасов углеводородов, изменяющаяся от 2,8 до 23 тыс. т/км<sup>3</sup>, вполне сравнимая с этим показателем для отложений среднего — верхнего палеозоя и мезозоя. При этом повышенной плотностью запасов нефти и газа характеризуются унаследованно развивающиеся и погребенные антеклизы и своды (Цинциннатский, Амгид-Эль-Биод-Хасси-Мессауд), разделяющие области основной генерации углеводородов.

При слабой и неравномерной изученности древних отложений эпикарельских платформ оценка нефтегазоносности отдельных районов объективно может быть решена на базе сравнительного анализа истории их геологического развития.

Сравнительный анализ истории геологического развития Восточно-Европейской и Сибирской платформ свидетельствует об элементах сходства и существенного различия в формировании структуры земной коры в их пределах. Четко выражена единая направленность развития обеих платформ в последовательном расширении погружения на стабильные геоблоки при растяжении земной коры. В доплитной истории платформ на авлакогенной стадии заложилась система авлакоенов, разделившие платформы на ряд геоблоков. В структурах этой стадии накопились мощные толщи преобладающе грубообломочных терригенных красноцветных формаций континентального генезиса. В переходную стадию доплитной истории платформ отмечается расширение погружения на стабильные геоблоки предшествующей стадии. Формируются обширные системы перикратонных опусканий в периферийных участках платформ, а в их внутренних районах надавлакогенные прогибы с широкими пологими бортами. Преобладающе развиты морские и мелководно-морские формации терригенного и карбонатного состава, мощность которых в системах перикратонных опусканий достигала 3000—10 000 м. Отдельные части формаций, сложенные глинистыми породами, были аномально обогащены органическим веществом (6—15% на породу). Намечается определенная связь накопления фаций, обогащенных ОВ, с эпохами активизации вулканической деятельности.

В плитную стадию платформенного тектонического режима в погружение вовлекается вся территория платформ, за исключением отдельных наиболее стабильных геоблоков (Алданский, Украинский, Балтийский щиты), занимающих не более 10—30% их общей площади. Формируются типично платформенные структуры — синеклизы, впадины, антеклизы и своды. Основное развитие получили терригенные, карбонатные и галогенно-карбонатные мелководно-морские формации с содержанием ОВ 0,01—3,0%.

В доплитные этапы формирование систем перикратонных опусканий проходило в тесной связи с тектонической жизнью прилегающих геосинклиналей, а систем авлакоенов внутренних районов — с положением мобильных участков доплатформенного развития территории в карельскую эпоху.

Формирование основных структур плитного мегакомплекса связано с преобладанием глыбово-блоковых подвижек по древним и новообразованным глубинным разломам во внутренних участках и с тектонической жизнью прилегающих мобильных областей в окраинных районах платформ.

Одновременно наблюдается резкое различие проявления каждой стадии развития Восточно-Европейской и Сибирской платформ, выраженное в прерывистости и интенсивности процесса растяжения земной коры. На *Восточно-Европейской платформе* растяжение и сжатие земной коры неоднократно чередовались на протяжении рифея — раннего палеозоя. Это привело к длительному существованию авлакогенной стадии тектонического режима (1600—900 млн. лет). В переходную стадию (900—

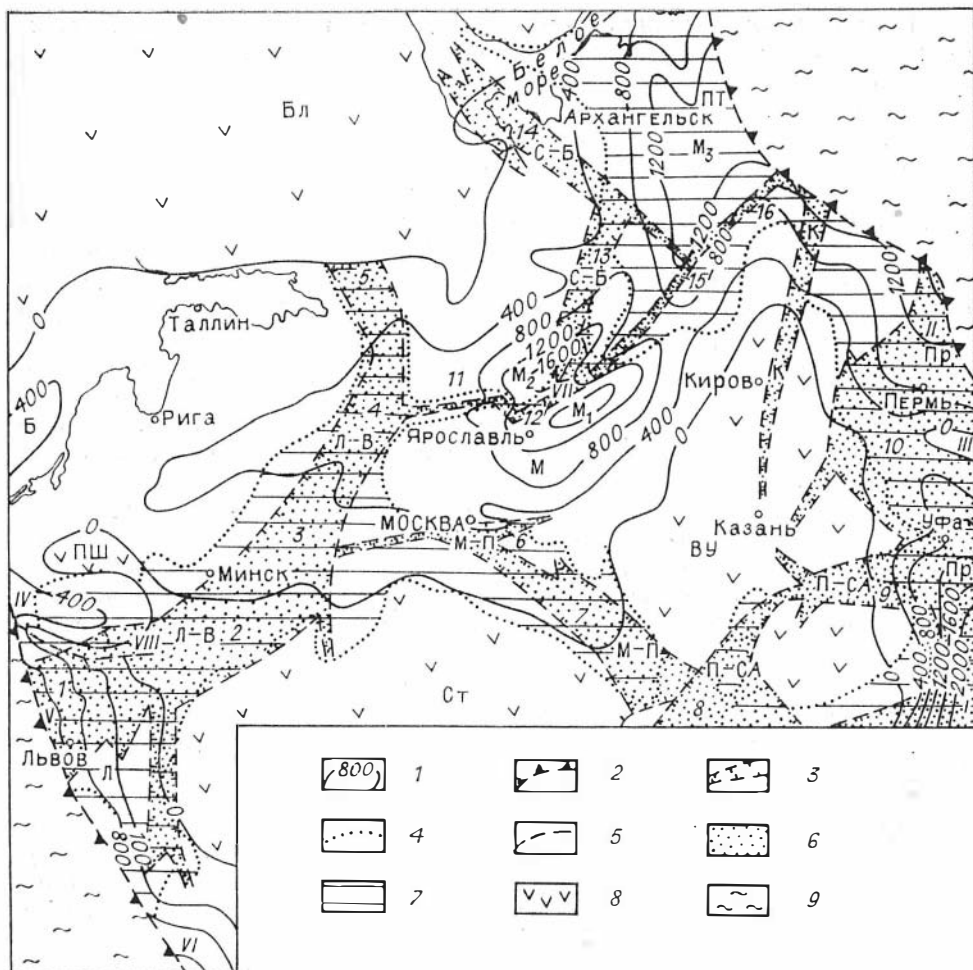


Рис. 1. Палеотектоническая схема Восточно-Европейской платформы в раннем палеозое. Составил А. Н. Золотов, 1979 г.

1 — палеоизогинсы подошвы верхнего венда на конец ордовика; 2 — краевой шов платформы; 3 — глубинные разломы, ограничивающие раннерифейские структуры; 4 — границы структур позднего рифея — раннего венда; 5 — основные разломы чехла; 6 — структуры авлакогенного мегакомплекса; 7 — структуры переходного мегакомплекса; 8 — щиты раннего палеозоя; 9 — структуры обрамления платформы.

**Структуры авлакогенного и переходного мегакомплекса.** Системы авлакогенов (над-авлакогенных прогибов): Л-В — Ладожско-Волынская; М-П — Московско-Пачелмская; С-Б — Солигалич-Беломорская; П-СА — Пугачевско-Серноводско-Абдулпская; К — Казанско-Кажимская; Пр — Приуральская перикратонная впадина; Пт — Притиманская перикратонная впадина. **Авлакогены (прогибы):** 1 — Волынский, 2 — Припятский, 3 — Оршанский, 4 — Крестецкий, 5 — Ладожский, 6 — Московский, 7 — Пачелмский, 8 — Пугачевский, 9 — Серноводско-Абдулпский, 10 — Калталинский, 11 — Валдайский, 12 — Солигаличский, 13 — Вельский, 14 — Беломорский, 15 — Рослятинский, 16 — Яренский.

**Структуры плитного мегакомплекса.** Синеклизы: Б — Балтийская, Л — Приднестровская, М — Мезенско-Московская, Пр — Приуральская. Впадины: I — Бельская, II — Юрзано-Сылвенская, М<sub>1</sub> — Галичская, М<sub>2</sub> — Пошехонская, М<sub>3</sub> — Мезенская, IV — Брестско-Подлясская, V — Львовско-Люблинская, VI — Причерноморская. Своды, поднятия: III — Красноуфимский, VII — Давылов-Солигаличское; VIII — Слоутич-Ратновское. Щиты: Бл — Балтийский, Ст — Сарматский, ВУ — Волго-Уральский, Пш — Пшшский.

600 млн. лет) также имела место частая прерывистость осадконакопления, локализованного преимущественно в рифейских авлакогенах. Устойчивое погружение на доплитных стадиях отмечалось только в Приуралье и Притиманье, где накопились морские терригенные и карбонатные формации, обычно бедные ОВ (0,1—0,3%), разделенные многочисленными прерывами.

На ранних этапах плитной стадии (поздний венд — ранний палеозой) в погружение было вовлечено не более 60% территории платформы. Области погружения охватили рифей-ранневендские перикратонные впадины

обрамления платформы и ограниченные участки стабильных геоблоков ее внутренних районов вблизи рифейских авлакогенов (рис. 1). Осадконакопление сопровождалось частыми перерывами и было резко дифференцировано по скорости в отдельных структурных зонах. Это обусловило стратиграфический диапазон накопления и площадное развитие морских алевролитов-глинистых отложений, обогащенных ОВ (0,3—1,5%, зонально 10—15%), на территории платформы.

Основное погружение платформы и накопление мощных морских и лагунно-морских карбонатных и галогенно-карбонатных формаций началось только в среднем девоне и продолжалось до триаса. На этом этапе в основном сформировались и крупнейшие геоструктурные элементы плитного мегакомплекса. Характерна унаследованность современных крупнейших структур от венд-раннепалеозойского структурного плана. Современные синеклизы и впадины развиты над древними областями погружения (Мезенско-Московская, Приуральская, Балтийская, Приднестровская, Брестско-Подлясская, Прикаспийская), а антеклизы — над щитами венда — раннего палеозоя. Крупной новообразованной структурой на платформе является только Днепровско-Донецкая впадина.

На *Сибирской платформе* в связи с редкими и сравнительно кратковременными перерывами растяжения земной коры наблюдается быстрое перерастание систем авлакогенов раннего рифея в обширные перикратонные впадины и надавлакогенные прогибы позднего рифея, а затем в синеклизы венда — палеозоя. Это обусловило, начиная со среднего рифея, широкое развитие морских, лагунно-морских терригенных, карбонатных и галогенно-карбонатных формаций большой мощности с высоким содержанием ОВ. Знаменательно, что основное погружение Сибирской платформы, сравнимое по масштабности и набору формаций с погружением Восточно-Европейской платформы в позднем палеозое, приходится на венд — ранний палеозой (рис. 2). В более молодые этапы развития Сибирской платформы осадконакопление наблюдалось только в отдельных ее районах, занимающих 30—40% территории (Тунгусская, Вилюйская синеклизы). Другой характерной чертой является смещение областей основного погружения плитного мегакомплекса на стабильные геоблоки доплитных стадий за пределы рифейских систем перикратонных опусканий.

В связи с этим в современной структуре мегакомплексов платформы прослеживаются геоструктурные элементы древнего формирования, частично переработанные в молодые этапы геологической истории — унаследованные и новообразованные.

В доплитных мегакомплексах к геоструктурным элементам древнего формирования относятся Приенисейская, Учуро-Майская и Нюйско-Джербинская рифейские перикратонные впадины; Суханский, Иркинеево-Чадобецкий и Мархинский авлакогены. Новообразованные моноклиналы сформировались на плитной стадии развития платформы в позднем палеозое — мезозое, над Ийско-Туманшетским и Прибайкальским перикратонными прогибами, втянутыми в поднятие прилегающих орогенных областей. В плитном мегакомплексе в основном развиты крупные структуры древнего формирования (Ангари-Ленская, Алданская, Байкитская антеклизы и их своды; Присаянская синеклиза) и унаследованного развития (Тунгусская синеклиза, Центрально-Тунгусский свод, Анабарская, Мунско-Оленекская антеклизы). Новообразованной надпорядковой структурой платформы является Вилюйская синеклиза, сформированная в позднем палеозое — мезозое над северо-восточной частью раннепалеозойской Алдано-Оленекской антеклизы в контуре раннерифейских авлакогенов (Мархинского, Кемпендяйского) и новообразованного разлома, ограничивающего синеклизу на севере. Показательно, что Хапчагайский свод и ряд других крупных структур, как и Данилов-Солигаличская зона поднятий Русской плиты, сформировались над разломами, ограничивающими раннерифейский авлакоген.

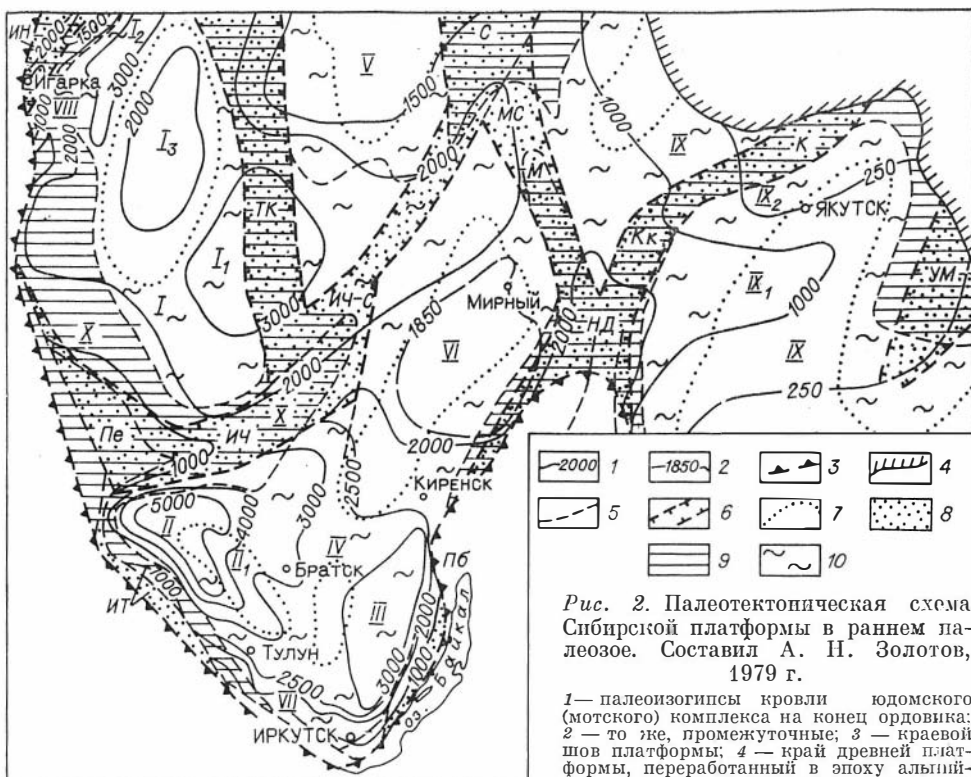


Рис. 2. Палеотектоническая схема Сибирской платформы в раннем палеозое. Составил А. Н. Золотов, 1979 г.

1 — палеоизогипсы кровли юдомского (мотского) комплекса на конец ордовика; 2 — то же, промежуточные; 3 — краевой шов платформы; 4 — край древней платформы, переработанный в эпоху альпийского тектогенеза; 5 — основные разломы структур авлакогенного мегакомплекса; 6 — глубинные разломы, ограничивающие структуры раннего рифея; 7 — границы распространения отложений переходного мегакомплекса; 8 — структуры авлакогенного мегакомплекса; 9—10 — структуры переходного мегакомплекса с мощностью отложений более 500 м (9) и 0—500 м (10).

Структуры авлакогенного мегакомплекса. Системы авлакогенов: ИЧ-С — Иринево-Суханская; М-С — Мархинско-Суханская; Кк — Кемпендяйская; ТК — Тунгусско-Котуйканская. Перикратонные впадины: Пе — Приенисейская, НД — Нойско-Джербинская. Авлакогены (краевые авлакогены): ИИ — Игаро-Норильский; ИЧ — Иринево-Чадобецкий; ТК — Тунгусско-Котуйканский; С — Суханский; М — Мархинский; К — Кемпендяйский; УМ — Учуро-Майский; Пб — Прибайкальский; ИТ — Ийско-Туманщеский (надавлакогенные прогибы — по названию авлакогенов).

Структуры переходного мегакомплекса. Перикратонные впадины: Пе — Приенисейская; НД — Нойско-Джербинская; УМ — Учуро-Майская.

Структуры плотного мегакомплекса. Синеклизы: I — Тунгуская, II — Присянская, III — Прибайкальская, IV — Лено-Ангарская седловина. Антеклизы, гемиантеклизы, мегавалы: V — Анабарская, VI — Непско-Мирнинская; VII — Ийско-Иркутская; VIII — Игаро-Туруханский; IX — Муско-Алданская моноклиналь; X — Байкитская. Впадины: I<sub>1</sub> — Туринская; I<sub>2</sub> — Хетская, IX<sub>1</sub> — Нойско-Березовская. Своды, валь: I<sub>3</sub> — Центрально-Тунгусский, II<sub>1</sub> — Тангуй-Чунский, IX<sub>2</sub> — Якутский.

Наблюдается определенная связь историко-геологических процессов с нефтегазоносностью отложений чехла платформ. Она выражена в приуроченности нефтегазогенерирующих свит к этапам широкой трансгрессии морских бассейнов, в создании термобарических условий преобразования ОВ в недрах, определяющих масштабы генерации и эмиграции углеводородов; в формировании и сохранности залежей нефти и газа. Выделение нефтегазоматеринских свит в разрезе рифея — нижнего палеозоя нами проведено с учетом наличия в них залежей нефти и газа или интенсивных нефтегазовых проявлений. В соответствии с этим нижний предел среднего содержания ОВ в нефтегазоматеринских свитах терригенных формаций определен на уровне 0,2%. В терригенных отложениях кембрия и венда с таким содержанием ОВ открыты залежи нефти и газа в Балтийской и Приуральской синеклизах Восточно-Европейской и венда — рифея Ангаро-Ленской антеклизы и Присянской синеклизы Сибирской платформы (Красноборское, Славское, Соколовское, Шамановское, Братское и другие месторождения).

Для карбонатных формаций нижний предел содержания ОВ в нефтегазогенерирующих толщах снижается до 0,1%. При таком содержании ОВ



в карбонатных межсолевых отложениях Сибирской платформы, в которые подток углеводородов извне исключен при наличии идеальных флюидоупоров, выявлены многочисленные скопления и залежи нефти и газа (Атовская, Марковская, Бильчирская, Касьяновская, Христофоровская и другие площади).

С учетом этих показателей на Сибирской платформе отмечается широкое развитие нефтегазогенерирующих свит в отложениях рифея и раннего венда систем перикратонных опусканий и в венде — раннем палеозое синеклиз внутренних районов, суммарная мощность которых достигает 1200—2200 м в отдельных структурных зонах интенсивного погружения.

На Восточно-Европейской платформе в связи с частой прерывистостью ее развития отложения рифея и раннего венда содержат отдельные пачки пород, обогащенных ОВ, суммарной мощностью 50—700 м только в Припитимано-Приуральской системе перикратонных опусканий и в отдельных мульдах Рязано-Саратовского надавлакогенного прогиба. Нефтегазогенерирующие свиты в формациях венда — раннего палеозоя имеют суммарную мощность 250—700 м и локально развиты во внутренних участках раннепалеозойских синеклиз.

Существенное различие наблюдается и в термодинамических условиях преобразования ОВ пород, восстановленных на базе палеотектонических реконструкций и анализа современных температурных градиентов, принятых дифференцированно для отдельных структурных зон и формаций. Нефтегазоматеринские толщи рифейских формаций систем перикратонных опусканий обеих платформ сравнительно быстро (80—160 млн. лет) прошли зону протокатагенеза и вошли в главную зону нефтеобразования (ГЗН). На Сибирской платформе эти свиты прошли ГЗН за 160—350 млн. лет и в наиболее глубоких впадинах и прогибах вошли в зону апокатагенеза. На Восточно-Европейской платформе (Приуральская перикратонная впадина) толщи рифея, обогащенные ОВ, прошли и находились в ГЗН в течение 680 млн. лет. В авлакогенах платформ отложения рифея располагались в условиях низких температур (до 50°C) длительное время (550—780 млн. лет), что привело к глубокой псевдофюнизации ОВ и разрушению даже наиболее устойчивых липидных компонентов.

Нефтегазогенерирующие свиты формаций венда и раннего палеозоя в древних синеклизах Сибирской платформы прошли зону протокатагенеза за 30—120 млн. лет, а ГЗН за 50—150 млн. лет. В наиболее погруженных участках синеклиз ОВ пород венда в позднем палеозое—мезозое подверглось воздействию температур 160—220°C. Исключение составляет только новообразованная Вилюйская синеклиза, где породы венда — раннего палеозоя находились на стадии протокатагенеза около 340 млн. лет и прошли ГЗН за 250—270 млн. лет. Благоприятные термодинамические условия преобразования ОВ пород венда — нижнего палеозоя имели место и на отдельных антеклизах платформы (кроме Алданской, Анабарской и Мунско-Оленекской), но максимальный прогрев их здесь не превышал 60—80°C.

На Восточно-Европейской платформе быстро (10—160 млн. лет) стадию протокатагенеза прошли только отложения венда внутренних участков синеклиз кембро-ордовика и силура Гданьской впадины Балтийской синеклизы. Но даже в этапы максимального погружения пород температура недр не превышала 100—130°C.

В соответствии с жесткостью термодинамических условий преобразования ОВ пород рифей-раннепалеозойских формаций отмечаются наиболее благоприятные возможности реализации ими генерационного потенциала в перикратонных впадинах и синеклизах Сибирской платформы в связи с ее устойчивым погружением на ранних этапах геологической истории. Принимая за показатель реализации породами генерационного потенциала коэффициент эмиграции ( $K_e$ ) из них углеводородов, толщи рифея перикратонных впадин, венда и кембрия синеклиз платформ максималь-

но ( $K_0 = 0,7$ ) и удовлетворительно ( $K_0 = 0,4-0,7$ ) реализовали свои возможности. Ограниченно ( $K_0 = 0,1-0,4$ ) осуществляли свой генерационный потенциал эти отложения на антеклизах, а толщи ордовика и силура и в синеклизах Сибирской платформы.

На Восточно-Европейской платформе термодинамический режим недр резко изменялся во времени, что было обусловлено многократной инверсией тектонических движений на ранних этапах развития. Толщи рифея — раннего палеозоя, обогащенные ОВ, на бортах систем перикратонных опусканий и синеклиз длительное время находились на стадии протокатагенеза (300—600 млн. лет). Это, видимо, привело к окислению, глубокой псевдофунгизации ОВ, к обеднению ОВ полезными компонентами [Дробот и др., 1974]. После длительного пребывания в протокатагенезе породы при дальнейшем погружении ограниченно реализовали свои возможности в основном за счет генерации газообразных углеводородов. Во внутренних участках перикра-

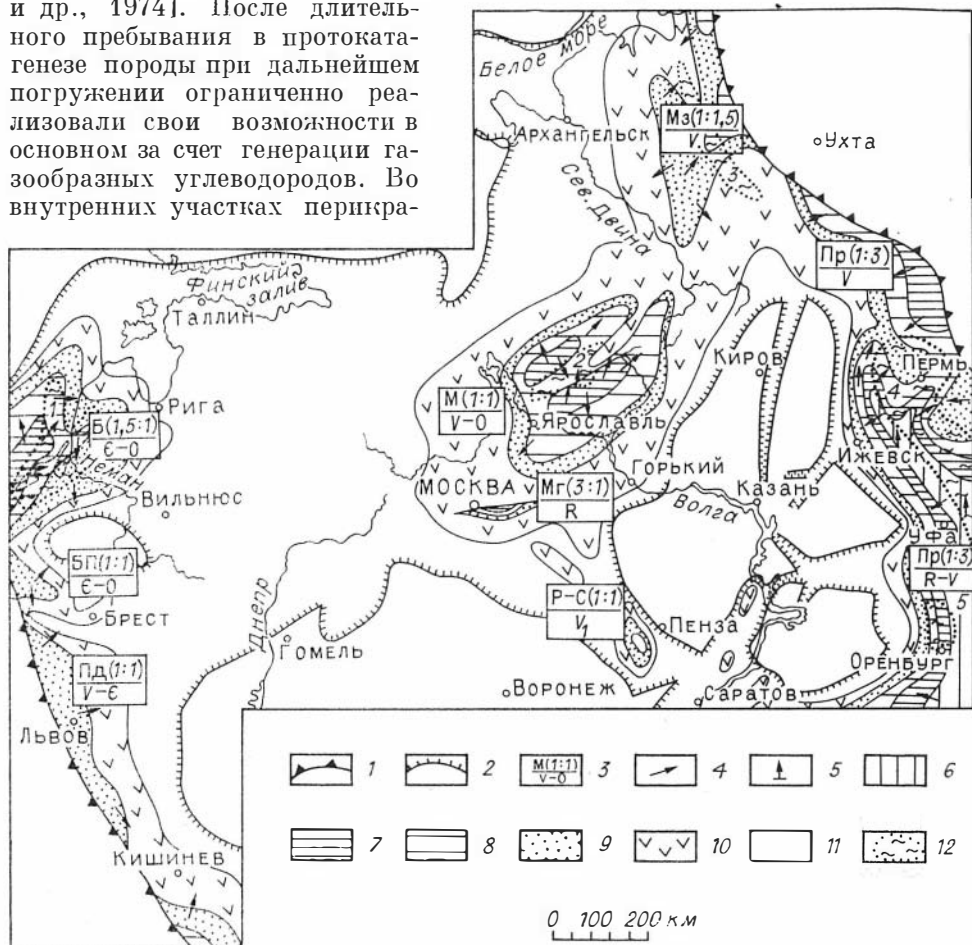


Рис. 3. Схема размещения основных областей генерации и накопления углеводородов в рифей-вендских и нижнепалеозойских отложениях Восточно-Европейской платформы. Составил А. Н. Золотов с использованием материалов Н. Б. Вассоевича, А. А. Клевцовой, Ю. И. Корчагиной, Е. С. Ларской, С. Г. Морозова, К. Ф. Радновой и др.

1 — границы эпикарельской платформы; 2 — граница современного распространения рифей-вендских и нижнепалеозойских отложений; 3 — области генерации УВ: числитель — буква — индекс области, в скобках — соотношение жидких и газообразных УВ; знаменатель — основные генерирующие комплексы отложений; 4 — направление латеральной миграции УВ; 5 — предполагаемые участки активной вертикальной миграции УВ. 6—10 — зоны генерации УВ: 6—7 — с удовлетворительным генерационным потенциалом (6 — верхний предел, 7 — нижний предел); 8—9 — с низким генерационным потенциалом (8 — верхний, 9 — нижний пределы); 10 — с очень низким генерационным потенциалом. 11 — территории, где процессы генерации практически не проявлялись; 12 — зоны нефтегазоаккумуляции с повышенной плотностью ресурсов УВ (перспективные земли). Области генерации УВ: Б — Балтийская; ПД — Приднестровская; М — Московская; Мз — Мезенская; Пр — Приуральская. Зоны генерации УВ: Мг — Московский грабен; Р-С — Рязано-Саратовская. Зоны основного нефтегазоаккумуляции: 1 — Диевая-Калининградская; 2 — Данилов-Солигаличская; 3 — Мезенско-Вашкильская; 4 — Пермско-Башкирская; 5 — Восточно-Оренбургская.

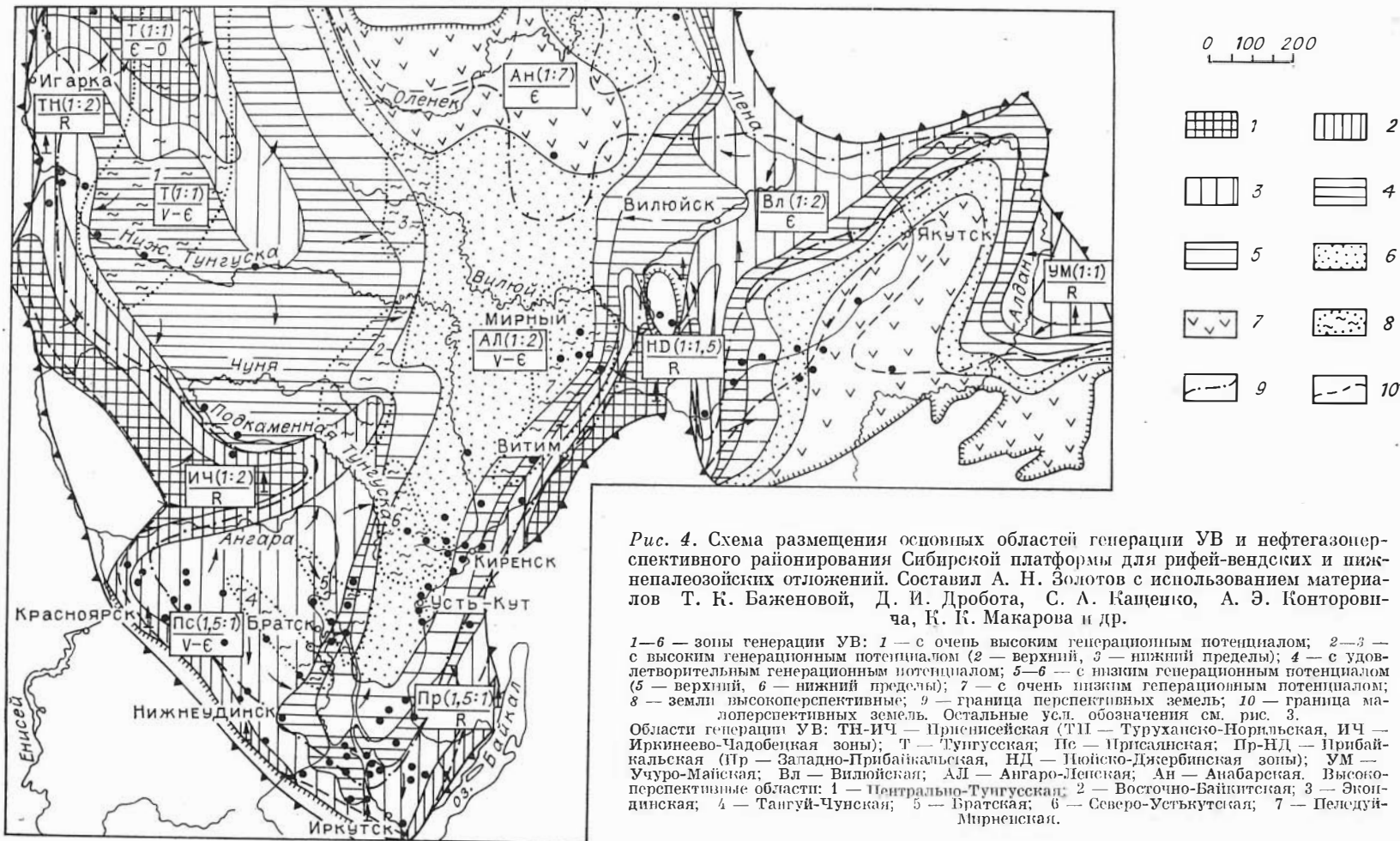


Рис. 4. Схема размещения основных областей генерации УВ и нефтегазоперспективного районирования Сибирской платформы для рифей-вендских и нижнепалеозойских отложений. Составил А. Н. Золотов с использованием материалов Т. К. Баженовой, Д. И. Дробота, С. А. Каценко, А. Э. Конторовича, К. К. Макарова и др.

1—6 — зоны генерации УВ: 1 — с очень высоким генерационным потенциалом; 2—3 — с высоким генерационным потенциалом (2 — верхний, 3 — нижний пределы); 4 — с удовлетворительным генерационным потенциалом; 5—6 — с низким генерационным потенциалом (5 — верхний, 6 — нижний пределы); 7 — с очень низким генерационным потенциалом; 8 — земли высокоперспективных; 9 — граница перспективных земель; 10 — граница мало-перспективных земель. Остальные усл. обозначения см. рис. 3.

Области генерации УВ: ТН-ИЧ — Приенисейская (ТН — Туруханско-Норильская, ИЧ — Иринево-Чадобецкая зоны); Т — Тунгусская; Пс — Присайнская; Пр-НД — Прибайкальская (Пр — Западно-Прибайкальская, НД — Нойско-Джербинская зоны); УМ — Учуро-Майская; Вл — Вилуйская; Ал — Ангаро-Ленская; Ан — Анабарская. Высокоперспективные области: 1 — Центрально-Тунгусская; 2 — Восточно-Байкальская; 3 — Экоидинская; 4 — Тангуй-Чунская; 5 — Братская; 6 — Северо-Устькютская; 7 — Пеледуй-Мирненская.

тонных впадин и синеклиз платформы также отмечались перерывы осадконакопления продолжительностью от 20 до 220 млн. лет, которые приводили к частичному окислению ОВ и рассеиванию углеводородов. Даже при сравнительно жестких термодинамических условиях недр это приводило к существенному снижению продуцирующих способностей ОВ. Благоприятными условиями нефтеобразования и удовлетворительной реализацией генерационного потенциала на Восточно-Европейской платформе характеризовались только отложения нижнего палеозоя Гданьской впадины Балтийской синеклизы [Золотов и др., 1974].

В соответствии с расчетами объемов генерированных и эмигрировавших углеводородов из формаций рифея — нижнего палеозоя на обеих платформах четко наметилась приуроченность основной генерации и эмиграции УВ к протяженным поясам нефтегазообразования.

На Восточно-Европейской платформе выделены Притиманско-Приуральский и Приднестровско-Балтийский пояса нефтеобразования, вытянутые вдоль восточного и западного ее обрамления. С ними соответственно связано 73 и 18% суммы генерированных УВ в отложениях рифея — раннего палеозоя. В этих поясах обособляются Приуральская и Мезенская области с генерирующими толщами в рифее — венде и прохождением ГЗН в девоне — перми; Московская и Приднестровская — с вендско-ордовикским возрастом генерирующих толщ и завершением процессов нефтегазообразования в карбоне — перми; Балтийская область с продуктивными толщами в кембрии — силуре и прохождением ГЗН в перми — раннем мезозое (рис. 3).

На Сибирской платформе выделяются обширные Присяно-Тунгусский и Прибайкальско-Вилюйский пояса нефтегазообразования, занимающие рифейские системы перикратонных опусканий, раннепалеозойские и молодые наложенные синеклизы. С первым из них связано до 56, а со вторым до 37% общего объема генерированных и эмигрировавших углеводородов. В пределах поясов нефтегазообразования локализуются Приенисейская (с зонами Туруханско-Норильской и Иркинево-Чадобецкой), Прибайкальская (с зонами Западно-Прибайкальской и Нюйско-Джербинской) и Учуро-Майская области с преобладающе рифей-ранневендским возрастом генерирующих отложений и завершением процессов нефтегазообразования в раннем палеозое. К центру платформы их сменяют Тунгусская, Присянская и Вилюйская области с генерирующими толщами в венде — кембрии, частично в ордовике — силуре, процессы нефтегазообразования в которых сдвинуты во времени от ордовика до мезозоя (рис. 4).

Значительные мощности и широкое развитие нефтегазогенерирующих толщ на Сибирской платформе, наряду с благоприятными условиями преобразования ОВ в катагенезе, обусловили высокую продуктивность рифей-ордовикских отложений на ее территории. По масштабам нефтегазообразования рифей-нижнепалеозойские формации Сибирской платформы сравнимы с средне-верхнепалеозойскими отложениями Русской плиты и сформировались в идентичных условиях наиболее обширного и длительного погружения.

Рифей-раннепалеозойские седиментационные бассейны Восточно-Европейской платформы в силу специфики своего формирования на ранних этапах платформенного тектонического режима относятся к разряду ограниченно продуктивных (Балтийский, Московский, Приуральский) и бедных (Приднестровский, Мезенский).

Принципиальное значение для оценки нефтегазоносности древних отложений платформ имеют историко-геологические условия аккумуляции и сохранности углеводородов в залежах. При аккумуляции углеводородов в залежах в качестве основных показателей рассматриваются: а) наличие и плотность ловушек на путях миграции УВ, перепад глубин, унаследованность развития структур; б) активность проявления дизъюнк-

тивных дислокаций, способствующих вертикальной миграции УВ из одного комплекса в другой; в) прерывистость элизионного этапа в пределах бассейнов, его совмещение с основной стадией миграции УВ; г) коллекторские свойства пород и их выдержанность по площади; д) флюидоупорные свойства пород, перекрывающих пласты-коллекторы, зональность их развития.

Основными факторами, оказавшими влияние на сохранность древних залежей УВ, являются: а) инверсия тектонических движений, вызывающая расформирование ловушек; б) дизъюнктивные дислокации и степень их активности в молодые отрезки геологического времени; в) трапповый вулканизм и его активность; г) гидродинамический режим недр, определяющий активность и глубину инфильтрации пресных вод; д) экранирующие свойства флюидоупоров; е) термодинамические условия недр, характеризующие возможность деструкции нефти.

При оценке коэффициентов аккумуляции нефти и газа за эталон сравнения этих качественных показателей приняты условия Гданьской впадины и Калининградского свода Балтийской синеклизы (суммарная площадь 22 тыс. км<sup>2</sup>), в пределах которых потенциальные ресурсы разведаны на 25%. Здесь для отложений кембрия отмечаются наиболее благоприятные условия аккумуляции УВ. Рассчитанные коэффициенты аккумуляции нефти и газа для эталонного участка составили 0,06 и 0,03 соответственно. На Сибирской платформе при ее малой изученности эталонные участки выделить трудно. При расчетах ресурсов нефти за основу принят коэффициент аккумуляции по аналогии с Балтийской синеклизой. Коэффициент аккумуляции газа проверялся на хорошо изученном Ботубинско-Вилючанском районе Ангаро-Ленской антеклизы с суммарной площадью 17,5 тыс. км<sup>2</sup>, где разведанные и перспективные запасы газа составляют до 30% потенциальных ресурсов. Коэффициент аккумуляции газа в песчаниках венда здесь составил 0,06, что объясняется наличием идеальной соленосной покрышки и унаследованным тектоническим развитием территории. Понижающие коэффициенты на аккумуляцию и сохранность углеводородов в залежах определялись для отдельных сравнительно хорошо изученных районов платформ, в которых наиболее отчетливо проявилось влияние того или иного качественного показателя, и переносились на мало изученные территории в соответствии со сравнительным анализом истории их геологического развития [Золотов, 1978].

По значению коэффициентов аккумуляции и сохранности углеводородов в залежах по сравнению с эталонными участками выделены районы с весьма благоприятными (значения коэффициентов 70% и более от эталона), с благоприятными (50—70%), удовлетворительными (30—50%), плохими (10—30%) и весьма плохими (менее 10%) условиями.

Весьма благоприятные и благоприятные геологические условия для аккумуляции углеводородов в ловушках имели место в формациях венда — нижнего палеозоя на всей территории Сибирской и в наиболее погруженных впадинах Восточно-Европейской платформы. Рифейские и ранневендские отложения систем перикратонных опусканий характеризуются удовлетворительными условиями аккумуляции УВ в связи со сравнительно пониженными емкостными и фильтрационными свойствами пород, частичным вертикальным перетоком УВ в перекрывающие отложения через флюидоупоры с невысокой удерживающей способностью и частичным рассеиванием УВ при прорыве инфильтрационных вод во время перерывов элизионного развития седиментационных бассейнов.

По условиям сохранности залежей наблюдается более резкая дифференциация территории платформ. На Сибирской платформе весьма благоприятные условия сохранности залежей УВ отмечаются для всего перспективного разреза Непско-Мирненского мегасвода и формаций позднего кембрия — ордовика северных районов Тунгусской синеклизы. Удовлетворительными показателями сохранности УВ характеризуются погру-



женные районы Ийско-Иркутского структурного гемисвода, Байкитской антеклизы, восточного борта Присаянской синеклизы. Плохие и весьма плохие условия для сохранности УВ в залежах сложились в системах перикратонных опусканий, в Тунгусской синеклизе, на Алданской, Анабарской и Мунско-Оленекской антеклизах вследствие поднятия окраинных участков платформы и расформирования древних структур, интенсивной дизъюнктивной нарушенности пород, инфильтрации пресных вод и активного траппового вулканизма, прошедшего после формирования залежей (рифей — нижний кембрий Тунгусской синеклизы). В наиболее погруженных участках перикратонных впадин и синеклиз платформы можно предположить частичную деструкцию нефти при температурах 170—250°C. О плохих условиях сохранности залежей УВ в этих районах свидетельствует широкое развитие закированных пород и скопление битумов по периферии Сибирской платформы (Присаянье, Прибайкалье, Алданская, Мунско-Оленекская, Анабарская антеклизы, Игаро-Гуруханская зона и др.).

На Восточно-Европейской платформе благоприятные и даже удовлетворительные условия для сохранения УВ имели место только в центральных наиболее погруженных районах Балтийской, Мезенско-Московской, Приуральской синеклиз. На их бортах и в Приднестровской синеклизе платформы условия сохранности были плохими в связи с расформированием ловушек в молодые этапы развития крупных структур платформы, активной дизъюнктивной дислоцированностью пород и инфильтрацией пресных вод в продуктивные горизонты разреза. На это указывает разрушение залежей нефти на Гусевской и Плугенской площадях в связи с расформированием структур при подъеме восточного борта Балтийской синеклизы в альпийскую эпоху, а также частичное разрушение древних залежей нефти при активизации разломов на Калининградском своде и в Приуральской синеклизе (Красноборское, Соколовское, Сивинское месторождения и др.).

Сравнение прогноза нефтегазоносности рифей-вендских и нижнепалеозойских отложений Сибирской и Восточно-Европейской платформ свидетельствует о резком различии оценок, обусловленном неоднозначными условиями развития платформ на ранних этапах геологической истории.

На Сибирской платформе вендские и нижнепалеозойские отложения плитного мегакомплекса — основной объект поисков нефти и газа. Значительные перспективы нефтегазоносности связываются и с рифейскими терригенно-карбонатными формациями внешних участков систем перикратонных опусканий, прогнозные ресурсы которых составляют до 25% от общих для древних отложений платформы.

Активное погружение платформы в рифее — раннем палеозое, унаследованное развитие основных геоструктурных элементов в молодые этапы истории, широкое развитие мощных солепосных образований в ее внутренних районах обусловили благоприятные и удовлетворительные условия для накопления и преобразования органического вещества, формирования и сохранности залежей нефти и газа. В пределах платформы отмечается смещение главных областей нефтегазонакопления во внутренние районы по отношению к областям основной генерации УВ. Наиболее высокая плотность прогнозных ресурсов УВ отмечается в пределах Непско-Мирненского мегасвода, в погруженных участках Байкитской антеклизы и Ийско-Иркутского гемисвода, приближенных к областям основной генерации, а также на Центрально-Тунгусском своде и крупных поднятиях внутри областей основной генерации УВ. С этими областями нефтегазонакопления связано до 62% прогнозных ресурсов УВ рифей-вендских и нижнепалеозойских отложений Сибирской платформы (см. рис. 4). Рифейские системы перикратонных опусканий, обладающие максимальным генерационным потенциалом, имеют низкую плотность

прогнозных ресурсов в связи с частичным перетоком УВ в вышелегающие комплексы, миграцией их во внутренние районы платформы и существенным разрушением древних залежей.

На Восточно-Европейской платформе при частой прерывистости, локальном характере ее погружения в рифее — раннем палеозое и неблагоприятных условиях сохранности залежей отложения этого возраста обладают весьма ограниченными прогнозными ресурсами УВ (см. рис. 3). До 58% общих прогнозных ресурсов УВ этих отложений здесь приурочено к сводам и валам погруженных участков синеклиз в пределах областей основной генерации УВ (Калининградский, Пермский, Башкирский своды, борта Галичского и Пошехонского прогибов). Отложения венда и нижнего палеозоя на Восточно-Европейской платформе можно рассматривать только как перспективный объект поисков с целью частичного восполнения добычи нефти.

#### ЛИТЕРАТУРА

- Байбакова Г. А., Алиева Е. Р.* Нефтегазоносность верхнепротерозойских—нижнепалеозойских отложений древних платформ. Нефтегазовая геол. и геофиз. М., ВНИИОЭНГ, 1977. 95 с.
- Бакиров А. А., Варенцев М. И., Бакиров Э. А.* Нефтегазоносные провинции и области зарубежных стран. М.: Недра, 1971. 541 с.
- Геология и нефтегазоносность Алжирской Сахары/М. М. Алиев, Н. Ант-Лаусин, О. М. Мкртчян и др.* М.: Недра, 1971. 328 с.
- Губкин И. М.* Учение о нефти. М.: Наука, 1975. 384 с.
- Дробот Д. И., Золотов А. И., Конторович А. Э.* Геохимические критерии оценки перспектив нефтегазоносности докембрийских и нижнекембрийских отложений юга Сибирской платформы. М.: Недра, 1974. 157 с.
- Золотов А. И.* Ранние этапы развития Сибирской и Восточно-Европейской платформ и нефтегазоносность рифейских, вендских и нижнепалеозойских отложений. Автореф. докт. дис. М.: ВНИГНИ, 1978. 51 с.
- Золотов А. И., Осваренко А. В., Усаиов Н. А.* Итоги и основные направления поисково-разведочных работ на нефть и газ в районах Прибалтики.— В кн.: Ресурсы и основные направления поисково-разведочных работ на нефть и газ. М., 1974, с. 194—108.
- Современная оценка перспектив нефтегазоносности центральных районов европейской части СССР/С. П. Максимов, И. Ф. Горбачев, А. Н. Золотов и др.* М., ВНИИОЭНГ, 1973. 76 с.
- Трофимук А. А., Конторович А. Э.* Некоторые вопросы теории органического происхождения нефти и проблемы нефтепроизводящих толщ.— Геол. и геофиз., 1965, № 12, с. 3—14.
- Трофимук А. А.* Современные представления о генезисе нефти.— В кн.: Геологическое строение и нефтегазоносность восточной части Сибирской платформы и прилегающих районов. М.: Наука, 1968, с. 206—209.

*В. Е. БАКИН, В. Н. ВОРОБЬЕВ, В. М. ЕВТУШЕНКО,  
А. Э. КОНТОРОВИЧ, А. И. ЛАРИЧЕВ, Н. В. МЕЛЬНИКОВ,  
В. Д. НАКАРЯКОВ, Б. Л. РЫБЬЯКОВ, В. С. СТАРОСЕЛЬЦЕВ*

### НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ РИФЕЙСКИХ И ВЕНДСКИХ ОСАДОЧНЫХ ТОЛЩ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Проблема нефтегазоносности древнейших осадочных толщ была впервые сформулирована И. М. Губкиным. В 1932 г. в своем классическом «Учении о нефти» он совершенно справедливо писал, что «скопления нефти начали образовываться от времени возникновения нормальных осадочных образований и накопления в них органического материала» [Губкин, 1975, с. 314]. С учетом принятой в те годы большинством исследователей

Зона	Шкала докембрия СССР (1977, май)		Геохронологические подразделения, млн. лет	Группы органического мира, этапы эволюции		
Фанерозой 570±20	Протерозой (PR)	Кембрий (K)	570±20	570±20	ПРОКАРЫОТА (цианей, бактерий) Структурные биолиты (строматолиты, микроцитолиты) Акритархи, фитопланктон S. LATO EUKARYOTA (одно- и многоклеточные) Грибы Словесные, водные METAРHYTA Известковые водоросли Изнамогические проявления METAZOA Бесскелетные METAZOA Первые проявления скелетизации METAZOA Скелетные METAZOA Споры	
			Венд (V)	680±20		680±20
		Верхний (R <sub>3</sub> )	Кудаш (R <sub>3</sub> <sup>kd</sup> )	700±25		700±25
			Верхний (R <sub>3</sub> )	1050±50		1050±50
		Средний (R <sub>2</sub> )	Средний (R <sub>2</sub> )	1350±50		1350±50
			Нижний (R <sub>1</sub> )	1650±50		1650±50
		Нижний (PR <sub>1</sub> )	Карелий (K) Афебий	1900±100		1900±100
				2300±100		2300±100
		Архей (A)	Нижний (PR <sub>1</sub> )	2600±100		2600±100
				3000±100		3000±100
		Больше 3500				

Рис. 1. Общая стратиграфическая шкала докембрия СССР и развитие органического мира, по Б. С. Соколову (1977)

точки зрения о времени возникновения и мощного развития жизни на Земле он полагал, что нефтегазообразование началось в кембрии. Такие взгляды были общепринятыми довольно долго — еще в 1948 г. крупнейший советский специалист в области геохимии нефти А. Ф. Добрянский прогнозировал ограниченные перспективы нефтегазоносности нижнего палеозоя в связи с недостаточно мощным развитием жизни в эти эпохи [Добрянский, 1948].

В 1960 г. при рассмотрении проблемы нефтегазоносности Сибирской платформы А. А. Трофимук обратил внимание на региональную нефтегазоносность рифейских толщ этого региона [Трофимук, 1960]. Если учесть, что отложения ушаковской и мотской свит также имеют, как показали последующие стратиграфические исследования, верхнедокембрийский, вендский, а не кембрийский, как тогда полагали, возраст, то в этой работе на примере Сибирской платформы А. А. Трофимук впервые был сформулирован тезис о значительных перспективах нефтегазоносности рифей и венда. Четыре года спустя А. А. Трофимук вновь вернулся к проблеме нефтегазоносности верхнедокембрийских отложений. «На Сибирской платформе, — писал он в 1964 г. — представляется возможным впервые на Земле обнаружить древнейшие залежи нефти и газа в допалеозойских осадочных толщах» [Трофимук, 1964, с. 42].

Прошедшие с тех пор два десятилетия были периодом интенсивного изучения геологии осадочных образований докембрия. За это время высокая оценка перспектив нефтегазоносности верхнедокембрийских отложений, данная А. А. Трофимуком, получила всестороннее теоретическое обоснование и практическое подтверждение.

Наиболее крупный вклад в познание геологии докембрия внесли научные школы, возглавляемые Ю. А. Косыгиным, А. В. Сидоренко и Б. С. Соколовым, а также рядом зарубежных ученых. За эти два десятилетия стало очевидно, что жизнь на Земле зародилась по крайней мере 3,8 млрд. лет тому назад, в архее, и в течение протерозоя претерпела существенную эволюцию (рис. 1) — в отложениях венда повсеместно заключены остатки и следы уже высокоорганизованных форм жизни многоклеточных организмов [Соколов, 1972, 1977]. Исследования А. В. Сидоренко

и его научной школы показали, что осадочный процесс в докембрии обладал всеми теми особенностями, которые свойственны фанерозойскому, лучше изученному его этапу, и что в осадочных и осадочно-метаморфических породах докембрия содержатся огромные массы биогенного по природе углеродистого вещества [Сидоренко А. В., 1969; Сидоренко А. В., Сидоренко Св. А., 1968, 1970, 1975]. Характеризуя в этой связи осадочные и осадочно-метаморфические породы докембрия, А. В. Сидоренко и Св. А. Сидоренко (1975) пишут: «Можно предположить, что на самых разных этапах жизни этих пород, и на дометаморфической стадии, и после метаморфизма, углеводороды могли покидать эти породы, обнаруживая своего рода «углеводородное дыхание» этих толщ, и вливаться в виде определенной доли в массу твердых, жидких и газообразных углеводородов, содержащихся в более молодом рыхлом чехле осадочных пород.

Не следует в дальнейшем пренебрегать теми массами органических веществ, которые накопились в огромных количествах в осадочных породах докембрия и которые могли на дометаморфической стадии жизни этих пород преобразовываться в древнейших осадках в тех же химических направлениях, в которых мы допускаем преобразование органического вещества в более молодых осадочных породах» (с. 102).

Н. Б. Вассоевич, И. В. Высоцкий, Б. А. Соколов и другие проанализировали условия нефтегазообразования в докембрии с точки зрения современных достижений осадочно-миграционной теории образования нефти и газа и также доказали высокие перспективы нефтегазоносности докембрийских осадочных образований древних платформ [Вассоевич, 1970; Вассоевич и др., 1970].

Исследования по геологии докембрия, подтверждая безусловную правильность положения И. М. Губкина о том, что «скопления нефти начали образовываться со времени возникновения нормальных осадочных образований и накопления в них органического материала», позволяют отодвинуть время начала этих процессов на Земле в докембрий, в протерозой, причем не самый поздний, а возможно и в архей. Конкретная оценка перспектив нефтегазоносности докембрийских осадочных толщ в этой связи должна определяться не столько возможностью накопления в породах исходного для нефти органического материала, сколько условиями сохранения скоплений нефти и газа в столь древних образованиях.

Идеи А. А. Трофимука о нефтегазоносности докембрийских осадочных образований подтверждены всей мировой практикой геологоразведочных работ на нефть и газ. Промышленные притоки нефти и газа из отложений докембрия получены в Индском бассейне Пакистана и в бассейне Амадиес Австралии, нефтепроявления в них известны в Волго-Уральском и Средне-Русском бассейнах, а также в бассейне Вольта в Африке. Но, как и предполагал А. А. Трофимук, региональная промышленная нефтегазоносность отложений докембрия в крупных масштабах впервые доказана на территории Сибирской платформы [Конторович и др., 1977]. Анализ этих материалов и посвящена настоящая статья. Такой анализ помимо регионального имеет, как нам кажется, и общегеологический, теоретический интерес, поскольку, несмотря на малую изученность, Сибирская платформа является на сегодняшний день эталоном для анализа условий формирования и закономерностей размещения залежей нефти и газа в верхнедокембрийских отложениях древних платформ.

Рифейские отложения Сибирской платформы выходят на дневную поверхность в зонах ее сочленения с обрамляющими складчатыми сооружениями Енисейского кряжа, Восточного Саяна и Патамского нагорья, а также в Приенисейской зоне и внутренних районах платформы — в западной и восточной частях Алданской антеклизы, на Анабарском и Оленекском сводах, на Чадобецком и Уджинском поднятиях. Глубоким и колонковым бурением карбонатно-терригенные породы рифея вскрыты на

Байкитской антеклизе, Курейско-Бакланихинском мегавале и Катангской седловине в зоне сочленения Ангаро-Ленской ступени с Присаяно-Енисейской синеклизой и на северном погружении Алданской антеклизы.

Отсутствие рифейских отложений в разрезах установлено в центральных районах Алданской антеклизы, на большей части Ангаро-Ленской ступени и Непско-Ботуобинской антеклизы, на отдельных блоковых поднятиях Байкитской антеклизы, на вершинах Сунтарского и Якутского сводов, а также предполагается на погребенных поднятиях поверхности фундамента в пределах Курейской синеклизы.

По результатам бурения в западной части Лено-Тунгусской провинции между вендскими и рифейскими отложениями выявлено угловое несогласие. Здесь ниже горизонтально лежащих терригенных пород венда скважинами вскрыты в основном терригенно-карбонатные толщи рифея, залегающие под углом 15—25°, иногда до 70°. На Камовском своде эти отложения по абсолютному возрасту (940—1440 млн. лет) и литологической характеристике отнесены к различным частям тунгусикской серии рифея — к аналогам красногорской, джурской, шунтарской, серого кпюча и дадыктинской свит [Мельников и др., 1978]. Мощность рифейских толщ в этом районе превышает 2400 м. Близкие по литологическому составу и, по-видимому, одновозрастные карбонатно-терригенные толщи вскрыты на Ванаварской, Седановской и Ковинской площадях. В восточной части Лено-Тунгусской провинции между вендскими и рифейскими отложениями, несмотря на перерыв в осадконакоплении, угловых несогласий не фиксируется.

Вскрытые скважинами разрезы рифея коррелируются с близлежащими разрезами в естественных обнажениях. Так, на Курейско-Бакланихинском мегавале скважинами вскрыты нижнетунгусская и шорихинская свиты, обнажающиеся в Туруханском районе, в Норильском районе вскрыты губинская, рыбнинская (аналог чернореченской) и излучинская свиты Игарского района, в Березовской впадине — дикимдинская и торгинская свиты северного склона Алданской антеклизы.

Рифейские отложения с резким угловым и стратиграфическим несогласием перекрывают породы кристаллического фундамента. Их подошва имеет дифференцированный рельеф и образует целый ряд крупных поднятий и впадин (прогибов) с амплитудой от 1 до 8 км. Отложения нередко осложнены флексуобразными перегибами и разрывами. Наибольшие глубины залегания подошвы рифейских толщ характерны для краевых зон платформ, крупных впадин Присаяно-Енисейской и Курейской синеклиз и Вилуйской гемисинеклизы, а также для Суханской впадины на Анабарской антеклизе. Мощность рифейских отложений в пределах отрицательных структур изменяется от 1 до 4 км.

Дислоцированность рифейских горизонтов изучена лишь на отдельных участках [Геология ..., 1966]. На западном и северном склонах Анабарского массива наклон рифейских пород достигает 5—6°, а на южном и восточном — не превышает 1°. На ряде участков фиксируются пологие валы, куполовидные поднятия, небольшие флексуры. На Оленекском поднятии породы рифея наклонены до 3° в сторону Приверхоанского краевого прогиба и до 1° в сторону Суханской впадины. На Алданской антеклизе углы падения верхнепротерозойских пород обычно не превышают 2—5° и лишь в узких грабенах и приразломных зонах возрастают до 40—60°. В Алдано-Майской впадине на фоне моноклинального (под 0,5—1°) северного и северо-восточного наклонов рифейских горизонтов наблюдаются локальные поднятия с углами падения на крыльях 4—6°. Здесь же нередко встречаются разрывы с амплитудами смещения до 200 м. В Прибайкалье породы верхнего протерозоя часто образуют локальные поднятия, крылья которых наклонены от 9 до 25°, или сопряженные узкие синклинали и антиклинали с углами падения крыльев до 70—80°. В Приени-

сейской зоне (Туруханский и частично Игарский районы) на фоне крутого (до  $25^\circ$ ) моноклиального залегания рифейских пород фиксируются гребневидные приразломные складки с углами наклона крыльев до  $80^\circ$ .

В ряде глубоких скважин, пробуренных на Камовском своде, установлено достаточно крутое ( $10\text{—}25^\circ$ ) падение пород рифейского возраста. По данным детальной сейсморазведки [Умперович, Исаев, 1979], на этом участке рифейские отложения образуют ряд локальных, вытянутых в северо-восточном направлении поднятий с относительно крутыми ( $10\text{—}12^\circ$ ) крыльями. Поднятия подобной ориентировки и размеров, но с несколько более крутыми (до  $35^\circ$ ) крыльями закартированы [Скляров, 1962] в сводовой части Чадобецкого поднятия. При этом необходимо иметь в виду, что все эти дислокации образуют кулисообразную цепочку на продолжении Окинско-Вихоревской зоны глубинных разломов, вытянутой в северо-западном направлении.

Таким образом, имеющиеся материалы позволяют считать, что дислоцированность рифейских отложений в восточной части региона имеет платформенный характер. На западе платформы конкретные особенности структурного плана рифейских горизонтов, перекрытых более молодыми осадками, до сих пор не выяснены с достаточной полнотой из-за отсутствия надежной геолого-геофизической методики их изучения.

Вендские отложения распространены на Сибирской платформе значительно шире рифейских. По существу они представляют собой базальные комплексы венд-нижнепалеозойского структурного яруса, покрывающего платформу непрерывным чехлом. Однако полнота разреза вендских отложений существенно изменяется по площади в основном за счет его сокращения снизу, что обусловлено длительным послерифейским перерывом в осадконакоплении. Сокращенные снизу разрезы венда характерны для центральных зон Анабарской, Алданской, Непско-Ботуобинской и Байкитской антеклиз.

Вендские отложения, как уже упоминалось, перекрывают рифейские (а в случаях их отсутствия — кристаллические породы фундамента) со стратиграфическим, а в западной части платформы и с угловым несогласием. Последнее особенно часто фиксируется на участках интенсивной дислоцированности рифейских отложений. С кембрийскими толщами вендские горизонты залегают в целом согласно, исключая нарушения соответствия структурных планов за счет перераспределения солей и внедрения трапповых интрузий.

Вендский комплекс отложений широко развит в Лено-Тунгусской провинции. В пределах Ангаро-Ленской ступени в него входят ушаковская и мотская свиты, на юге Непско-Ботуобинской и Байкитской антеклиз, на Катангской седловине и в Присаяно-Енисейской синеклизе — мотская свита; вблизи северо-западной границы Тунгусской синеклизы — платоновская (Туруханский район) и сухарихинская (Игаро-Норильский район) свиты; на Анабарском поднятии — старореченская свита; в пределах северного склона Алданской антеклизы — порохтахская и юдомская свиты; в северной половине Непско-Ботуобинской антеклизы — верхневилючанская, бочугунурская и иктехская свиты. Повсеместно нижний венд сложен терригенными породами, верхний — карбонатными и сульфатно-карбонатными.

В южной половине провинции терригенную часть венда слагают сероцветные породы ушаковской свиты и пестроцветные нижнемотской подсвиты, а на юго-востоке — пестроцветные породы верхневилючанской, сероцветные бочугунурской и харыстанской свит. На Байкитской антеклизе и Катангской седловине распространена красноцветная нижнемотская подсвита. В составе терригенной части разреза венда Лено-Тунгусской нефтегазобной провинции в южных районах выявлен ряд продуктивных горизонтов песчаников — боханский, шамановский и парфеновский на Ангаро-Ленской ступени, ярактинский, парфеновский и тир-

ский в южной половине Непско-Ботуобинской антеклизы, вилочанский, харыстанский и ботуобинский в ее северной части, ванаварский и катангский на Катангской седловине.

В северной и восточной частях провинции терригенная часть венда очень небольшая. Это — маломощные пачки, слои, линзы песчаников в основании платоновской, старореченской, порохтахской и юдомской свит. Мощность терригенного венда увеличена только в Игарском и Оленекском районах, где в его составе также преобладают песчаники.

Карбонатная и сульфатно-карбонатная часть верхнего венда представлена сероцветными породами средней и верхней подсвиты мотской свиты и большей части иктехской, платоновской, харыстанской, старореченской, порохтахской и юдомской свит. В ряде районов (Ковинский и Верхневилочанский) в сульфатно-карбонатной части венда фиксируются пласты солей.

В составе средней и верхней подсвит мотской свиты на юге Непско-Ботуобинской антеклизы выявлены преображенский и устькутский продуктивные горизонты, представленные доломитами. Первый находится в основании среднемотской подсвиты, второй приурочен к верхней части мотской свиты. В составе иктехской свиты фиксируется юряхский продуктивный горизонт, сложенный доломитами и известняками. Он, видимо, одновозрастен с устькутским горизонтом.

Мощность вендских отложений обычно измеряется несколькими сотнями метров. Они участвуют в строении практически всех структурных элементов, осложняющих нижнепалеозойские горизонты. К числу наиболее крупных из них в пределах Лено-Тунгусской провинции относятся Непско-Ботуобинская, Анабарская, Алданская и Байкитская антеклизы, Курейская и Присяяно-Енисейская синеклизы, Ангаро-Ленская ступень, Катангская и Сюджерская седловины, а также целый ряд сводов и впадин, осложняющих паппорядковые структуры. Глубины залегания вендских отложений в зависимости от структурного положения изменяются от нескольких сотен метров до нескольких километров. Их дислоцированность имеет типичный платформенный характер с углами падения пород, не превышающими первых градусов (исключая приразломные зоны).

Месторождения нефти и газа в нижневендских и верхневендско-кембрийских отложениях Сибирской платформы приурочены главным образом к южным ее районам — Непско-Ботуобинской антеклизе и Ангаро-Ленской ступени. На южной периклинали Непско-Ботуобинской антеклизы расположены Марковское, Ярактинское, Аянское; в центральной ее части — Даниловское, Верхнечонское, Преображенское, на северо-восточном склоне — Среднеботуобинское и на участке сочленения с северо-восточной центриклиналью Предпатомакского прогиба — Верхневилочанское и Вилуйско-Джербинское [Бакин и др., 1978; Воробьев, 1980]. Кроме того, в последние годы промышленные притоки нефти и газа в единичных скважинах получены еще на целом ряде площадей (Талаканской, Хотого-Мурбайской, Тас-Юряхской, Иктехской, Мирненской). В районах Ангаро-Ленской ступени выявлены Братское и Атовское газоконденсатные месторождения. На Чорской и Грузновской площадях зафиксированы полупромышленные притоки нефти и газа. На Катангской седловине приток нефти получен в Ванаварской параметрической скважине.

Степень изученности месторождений различна. Марковское и Ярактинское завершены разведкой. На завершающих стадиях разведочных работ находятся Среднеботуобинское, Верхневилочанское, Вилуйско-Джербинское и Аянское месторождения. Поисковые исследования ведутся на Верхнечонском, Даниловском, Куюмбинском. На Талаканской, Хотого-Мурбайской, Тас-Юряхской, Ванаварской, Южно-Сурингдинской площадях выясняется промышленная значимость углеводородных скоплений.

Нефтегазоносным является практически весь разрез вендской толщи. В карбонатных отложениях верхнего венда выявлено пока лишь 5 за-



лежей — две на Даниловском и по одной на Преображенском, Верхневилючанском и Вилюйско-Джербинском месторождениях. Продуктивные отложения устькутского, юряхского горизонтов, приуроченных к кровле верхнемотской и верхнеиктехской подсвит соответственно, и преображенского, залегающего в основании среднемотской. Последний вмещает газовые залежи на Преображенской и Даниловской площадях. В терригенном комплексе открыто свыше 20 залежей. Контролируются они парфеновским и ярактинским горизонтами в южной половине Непско-Ботубобинской антеклизы и ботубобинским, харыстанским, вилючанским — в северной. Парфеновский и ботубобинский горизонты вмещают скопления углеводородов на Марковском, Среднеботубобинском месторождениях, Талаканской, Хотого-Мурбайской, Тас-Юряхской, Иктехской, Мирненской и других площадях. Ярактинский и харыстанский — на Марковской площади, Ярактинском, Аянском, Верхнечонском, Верхневилючанском месторождениях и ряде площадей Непско-Ботубобинской антеклизы и Ангаро-Ленской ступени [Воробьев и др., 1978]. Из числа прочих горизонтов следует отметить вилючанский (Верхневилючанское и Вилюйско-Джербинское), тирский (Аянское) и пласт  $\Pi_1$  (Братское, Атовское месторождения). Тирский, парфеновский, ботубобинский горизонты и пласт  $\Pi_1$  входят в состав нижнемотской (нижнеиктехской) подсвиты. Другие из перечисленных относятся к ушаковской свите или ее аналогам.

По типу углеводородного насыщения преобладают газовые и газоконденсатные скопления углеводородов. Нефтяные оторочки доказаны в ярактинской залежи Аянского и на Ярактинском и Среднеботубобинском месторождениях. Возможно, что нефтяными окажутся устькутская, ботубобинская и ванаварская залежи соответственно на Даниловской, Тас-Юряхской и Ванаварской площадях, а также отдельные залежи Куюмбинского месторождения.

В структурном отношении скопления нефти и газа контролируются ловушками преимущественно антиклинального сводового типа. По характеру строения резервуара они обычно пластовые. Широко развиты структуры тектонического и литологического экранирования. На Атовском, Верхневилючанском месторождениях доказано прилегание продуктивных горизонтов к поверхности кристаллического фундамента. На Верхневилючанском залежь харыстанского горизонта экранируется поверхностью перерыва.

На юге Непско-Ботубобинской антеклизы преобладают залежи неантиклинального типа. На Марковском и Аянском месторождениях они контролируются участками локального улучшения коллекторских свойств песчаников, т. е. литологически экранированы или ограничены. На Ярактинском месторождении выявлен более сложный тип ловушки. Помимо литологического замещения коллекторов непроницаемыми породами здесь доказано стратиграфическое прилегание нижнего продуктивного пласта к поверхности фундамента вплоть до полного его выклинивания в северной, наиболее приподнятой части месторождения. К тому же в центральной части последнего верхний продуктивный пласт частично денудирован и экранируется поверхностью несогласия.

В пределах Непско-Ботубобинской антеклизы, где располагается подавляющая часть выявленных месторождений, уже могут быть намечены основные закономерности латеральной и стратиграфической локализации залежей, выделены зоны нефтегазонакопления.

В терригенных отложениях вендского комплекса скопления нефти и газа тяготеют к двум уровням, первый из которых связан с поверхностями фундамента, второй — с мотским региональным перерывом. В первом случае ловушки контролируются структурами прилегания базальных песчаников чехла к эрозивным и палеотектоническим выступам кристаллического субстрата. В латеральном отношении они приурочены к полосе сочленения Непско-Ботубобинской антеклизы и Предпатовского прогиба.

Именно здесь может быть выделена одна из зон нефтегазоаккумуляции. В этой зоне залежи нефти и газа в базальных горизонтах чехла выявлены на Марковском, Ярактинском, Аянском, Верхнечонском, Верхневилучанском, Вилуйско-Дьярбинском месторождениях и Толоканской площади. Для всех них характерно линейное размещение вдоль полосы сочленения вышеназванных надпорядковых структур.

Залежи, тяготеющие к поверхности предмотского перерыва, в свою очередь подразделяются на две группы — приуроченные к базальным песчаникам надразмывной толщи и надразмывным, экранированным несогласием. Залежи первой группы широко распространены на юго-западном и северо-восточном склонах антеклизы, где они ассоциируются с песчаниками парфеновского и ботубинского горизонтов. Районы латерального распространения этих песчаников могут быть отождествлены еще с одной зоной нефтегазоаккумуляции. В пространственном и структурном отношении она контролируется склонами антеклизы. Залежи второй группы немногочисленны. Доказаны они на Ярактинском и Верхневилучанском месторождениях, где продуктивные песчаники ярактинского и харьстанского горизонтов выходят над поверхностью перерыва. В латеральном отношении обнаружение подобных залежей возможно почти по всей площади антеклизы, исключая ее присводовую часть, где отложения терригенного комплекса денудированы.

Вопросы локализации углеводородных скоплений в карбонатной части верхневендского комплекса изучены крайне слабо. Каких-либо четко выраженных закономерностей в их латеральном распространении не установлено.

С 1973 г. в связи с открытием Курумбинского нефтегазового месторождения, приуроченного к карбонатным отложениям рифея, промышленно-нефтегазовым должен считаться и этот комплекс. Дополнительное подтверждение эта точка зрения получила в 1977—1978 гг. в результате бурения Ванаварской параметрической скважины, в разрезе которой выявлены битуминозные карбонаты рифейского возраста. Строение Курумбинского месторождения изучено слабо. По-видимому, в его пределах имеется несколько пластовых массивных гидродинамически изолированных залежей нефтяного или нефтегазового заполнения. «Головы» продуктивных пластов денудированы в результате проявления предмотского перерыва, т. е. залежи стратиграфически экранированы. Характер боковых экранов не установлен. Закономерности латерального и стратиграфического распространения залежей этого возраста не выяснены.

Нефти из отложений рифея и венда на территории Сибирской платформы очень близки по составу. Они легкие (до  $0,84 \text{ г/см}^3$ ), малосернистые (до 0,3%), малосмолистые (до 6%), малопарафинистые (до 2%), асфальтенов практически не содержат. Фракции, выкипающие до  $300^\circ\text{C}$ , составляют 40—60% массы нефти. По углеводородному составу рифейские и вендские нефти Сибирской платформы относятся к классу нефтено-метановых, на долю насыщенных углеводородов (УВ) в них приходится от 70 до 90%. В бензиновых фракциях алканы составляют 70—85%, в керосиновых — 50—70%, концентрация цикланов в тех же фракциях не превышает 20%, концентрация аренов варьирует от 15 до 27%. Рифейская нефть Курумбинского месторождения и вендские нефти Ярактинского и Преображенского месторождений содержат аренов несколько больше. В ряде нефтей был исследован индивидуальный состав углеводородов с температурой кипения до  $150^\circ\text{C}$ . Среди них н. алканы составляют 40—42, изоалканы — 30—33, цикланы 17—20, арены до 6%. Среди цикланов шестичленных в 4—5 раз больше, чем пятичленных.

В целом на нефть п. алканы составляют 9—15%, среди них в наибольших концентрациях встречаются УВ  $\text{C}_7\text{—C}_8$  и  $\text{C}_{15}\text{—C}_{19}$ . Концентрация первых варьирует от 2 до 4% на нефть, вторых — от 0,5 до 2%. Содержание изо- и циклоалканов в вендских нефтях примерно равно. Цикланы

представлены моно- и бициклическими соединениями, последние часто преобладают. В составе аренов преобладают моноциклические, далее по концентрации следуют арены ряда нафталина.

Нефти рифея и венда Сибирской платформы отличаются от нефтей, связанных с морскими осадочными толщами в таких бассейнах, как Волго-Уральский или Западно-Сибирский, но сходны с нефтями, приуроченными на платформе к отложениям кембрия. А. Э. Конторович и С. Ф. Стасова (1978) выделили эти нефти в так называемый тип В — нефти алкановые, малопарафинистые.

Свободные газы в отложениях венда содержат от 80 до 95% метана и от 2 до 9% углеводородов  $C_2-C_5$ . На юге платформы намечается тенденция к увеличению роли в газах тяжелых УВ по направлению от Ангаро-Ленской ступени к Непско-Ботубинской антеклизе. Газы средне- и верхнемотской подсвит содержат больше высокомолекулярных гомологов метана, чем газы триггенной толщи.

Геохимические исследования рассеянного органического вещества (РОВ) в верхнепротерозойских толщах Сибирской платформы показывают, что его состав, концентрации и степень катагенетической превращенности весьма благоприятны для широкого развития в прошлом процессов нефтегазообразования. Так, средневзвешенные концентрации ОВ в рифейских и вендских отложениях составляют соответственно 0,30 и 0,12%, а абсолютные массы исходного РОВ при общем объеме осадочного выполнения в рифее 3,7 млн. км<sup>3</sup> и в венде 0,5 млн. км<sup>3</sup> равны 55,3 и 7,1 трлн. т. Для сравнения укажем, что объем осадочного выполнения кембрийских бассейнов составляет 4,7 млн. км<sup>3</sup>, а масса исходного ОВ в них равна 68 трлн. т.

Районы распространения пород с повышенными средними концентрациями органического углерода (до 2%) в рифейских отложениях приурочены к зонам максимального прогибания в рифее — в современном структурном плане это территории Енисейского кряжа и Байкальской горной области. Повышенные средние концентрации РОВ здесь объясняются широким развитием черносланцевых толщ, содержание органического углерода в которых достигает 1—10%, иногда до 20%.

Связь высоких концентраций РОВ с зонами максимального прогибания отмечается и в вендских отложениях. Так, в юго-восточном обрамлении Ангаро-Ленской ступени, в Непско-Ботубинской антеклизе, где мощность венда превышает 1000 м, содержание органического углерода составляет 1—2%. Следует, однако, заметить, что эта закономерность не выдерживается в районах развития вендских красноцветных отложений: в Восточном Саяне, на Енисейском кряже и в пределах Хантайско-Рыбинского мегавала, где мощность велика, но содержание органического углерода предельно мало (<0,06%).

В остальных районах Сибирской платформы в верхнепротерозойских осадочных толщах отмечаются средние (0,05—0,2%) и низкие (<0,05%) концентрации органического углерода, причем зоны распространения низких концентраций ОВ в рифейских и вендских отложениях примерно совпадают. Они приурочены в современном структурном плане к Алданской антеклизе (за исключением Алдано-Майской впадины), Анабарскому мегасводу и Курейско-Бакланихинскому мегавалу.

Ограниченные данные по составу дебитуминизированного ОВ (НОВ) дают основание предполагать, что катагенетическая превращенность ОВ в рифейских толщах отвечает подэтапам  $MK_2$  —  $AK$  (стадия углефикации  $J_1$  —  $PA$ ). Наименьшая степень катагенетической превращенности ОВ ( $MK_2$ ) установлена в районах, прилегающих к Анабарскому и Алданскому щитам, т. е. в наиболее стабильных структурных зонах.

Градации катагенеза, отвечающие подэтапу  $MK_3^2$  ( $OC$ ), прогнозируются в Курейской синеклизе, окраинных частях Вилуйской гемисинеклизы, в юго-восточном обрамлении Ангаро-Ленской ступени и в Пред-

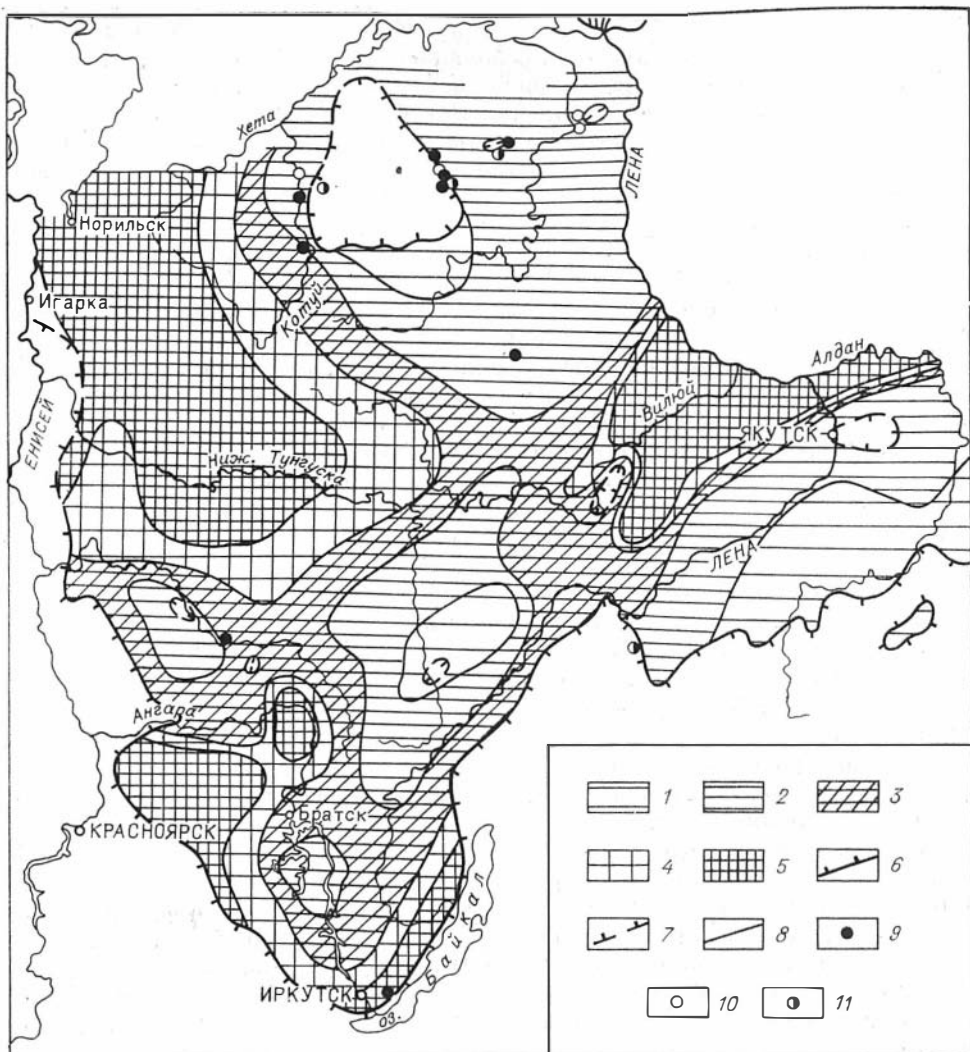


Рис. 2. Схема катагенетической превращенности органического вещества в верхне-докембрийских (вендских) отложениях Сибирской платформы (ушаковская свита, нижнемотская подсвита и их аналоги). Редактор А. Э. Конторович. Авторская группа: Л. И. Богородская, Н. Ф. Ивлев, С. А. Кащенко, А. Э. Конторович, А. И. Ларичев, В. У. Петраков, П. Н. Соболев, П. А. Трушков.

Зоны катагенетической превращенности ОВ: 1 — МК<sub>1</sub><sup>1</sup>, 2 — МК<sub>1</sub><sup>2</sup>, 3 — МК<sub>2</sub>, 4 — МК<sub>3</sub>, 5 — МК<sub>3</sub><sup>2</sup> и выше. Границы распространения отложений; 6 — установленные, 7 — предполагаемые, 8 — границы зон с различной катагенетической превращенностью. Точки отбора образцов, в которых градации катагенеза установлены по составу дебитуминизированного ОВ: 9 — в рассматриваемых отложениях, 10 — в перекрывающих отложениях, 11 — в подстилающих отложениях.

патомском прогибе. Максимальная степень катагенетической превращенности ОВ (АК) фиксируется в пределах Хантайско-Рыбинского и Курейско-Бакланихинского мегавалов, на Енисейском кряже, а также в Байкальской горной области.

Замечено также, что величина регионального статического катагенеза, прогнозируемого по максимальным палеоглубинам погружения пород в ряде районов, на несколько градаций ниже реально устанавливаемой (по составу НОВ) степени катагенеза, причем это несоответствие достигает максимума в складчатых областях. Представляется, что это явление обусловлено влиянием динамокатагенеза, проявившегося во время байкальской складчатости. В вендских отложениях степень катагенетической преобразованности ОВ определялась главным образом региональ-

но-статическим катагенезом. В некоторых районах, непосредственно примыкающих к складчатому обрамлению Сибирской платформы, на степень катагенетических превращений ОВ значительное воздействие оказал последующий дипамокатагенез. Степень катагенетической превращенности ОВ в этих районах достигает градации  $MK_3^2$  (ОС) и выше. Такую же степень преобразованности ОВ следует ожидать и в центральных частях Курейской и Присяяно-Енисейской синеклиз, а также в Вилюйской гемисинеклизе, где эти отложения испытали максимальное погружение (рис. 2).

Районы, где катагенетическое преобразование РОВ в основании вендских отложений достигло среднего мезокатагенеза ( $Ж$ ), либо приурочены главным образом к склонам надпорядковых положительных структур, либо окаймляют их.

Незначительно распространены верхнедокембрийские породы с катагенетической преобразованностью ОВ до подэтапа  $MK_3^1$  (Г). Они локализируются на юго-востоке, в центральных частях Нюйско-Джербинской и Березовской впадин, на Непско-Ботуобинской и Анабарской антеклиз.

В центральной части Непско-Ботуобинской антеклизы и, возможно, на склонах Анабарского свода на крайнем юго-востоке платформы РОВ пород претерпело наименьшие катагенетические изменения, не превышающие подэтапа  $MK_1^1$  (Д) начального мезокатагенеза.

На сегодняшний день единственно надежным методом анализа истории нефтегазообразования в столь древних и малоизученных отложениях, как рифейские и вендские, является историко-генетический метод. Основы его заложены в известных работах И. М. Губкина, Н. Б. Вассоевича, В. Д. Наливкина, Б. А. Соколова, А. А. Трофимука, Б. Тиссо и других. В течение ряда лет теоретические и региональные исследования по этой проблеме проводятся и в СНИИГГиМСе (работы А. Э. Конторовича и др.). В результате этих исследований разработаны основные методические приемы районирования комплексов по времени прохождения главной зоны нефтеобразования (ГЗН), главной зоны газообразования (ГЗГ), фазовому состоянию залежей УВ на время максимального погружения и т. д. Применительно к верхнедокембрийским и нижнепалеозойским отложениям намечена следующая зональность нефтегазообразования: 500—1500 м — верхняя зона интенсивного газообразования, 1500—2500 м — зона начала и прогрессивного развития нефтеобразования, 2500—4500 м — главная зона нефтеобразования, 4500—5400 м — зона затухания процессов нефтеобразования, более 5400 м — нижняя зона интенсивного газообразования.

Разумеется, такая зональность в значительной мере условна. В эпохи, когда интенсивно проявился динамокатагенез, именно он, а не глубокий тепловой поток контролировал температурный режим в соответствующих зонах. Особенно сложной была картина нефтегазообразования в конце перми — начале триаса, когда подъем больших масс основной магмы, ее излияние на поверхность и внедрение в чехол должны были вести к общему его прогреванию, причем температурное поле, вероятно, было весьма сложным. Оценка влияния этих факторов в полной мере пока невозможна.

С учетом описанной выше зональности можно полагать, что в базальных горизонтах верхнепротерозойских отложений уже к концу рифейского периода интенсивно протекали процессы нефтегазообразования, а во время активизации байкальских движений преимущественно — процессы газообразования.

В связи с этим первые залежи УВ в отложениях рифея были сформированы, вероятно, уже к концу предвендской перестройки структурного плана, но большинство их было разрушено в течение последующего длительного континентального перерыва в осадконакоплении.

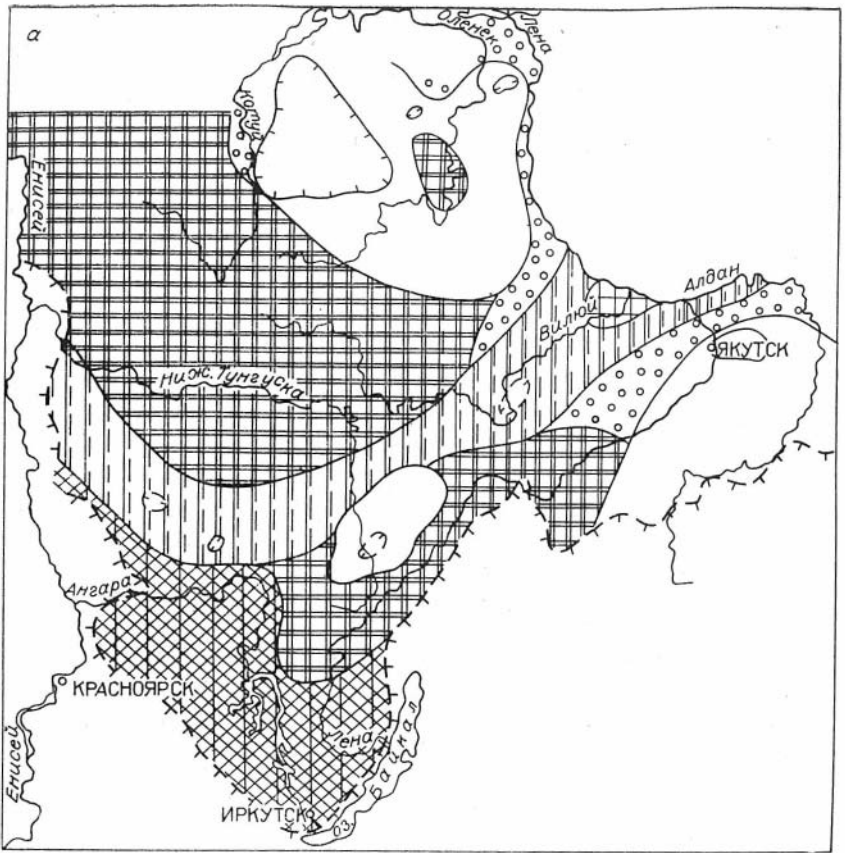


Рис. 3. Районирование Сибирской платформы по времени прохождения разования (а) и фазовое состояние залежей углеводородов (б) в этом щенко, А. Э. Конторович, А. И. Ларичев,

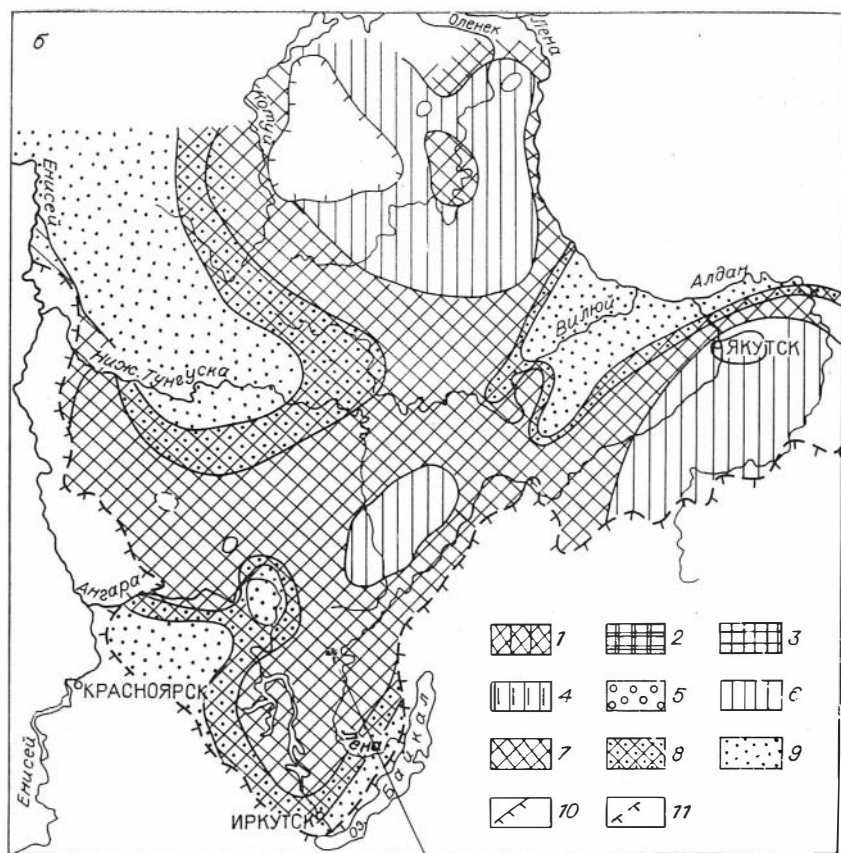
Время прохождения главной зоны нефтеобразования: 1 — кембрийское, 2 — ордоны распространения залежей с различным фазовым состоянием углеводородов: 6 — ных; 9 — газовых. Границы современного распространения

Процессы нефтегазообразования возобновились в венде и кембрии, когда рифейские толщи вновь испытали длительное и глубокое прогибание. К концу кембрийского периода почти на всей платформе рифейские отложения прошли главную зону нефтеобразования и последующее их погружение обусловило интенсивную генерацию углеводородных газов.

В базальных слоях вендского терригенного комплекса, там где он формировался в краевых прогибах и имел значительную мощность, генерация газа началась еще в венде, а к концу венда эти отложения погрузились на глубину, отвечающую ГЗН.

В пределах собственно платформы, видимо, в среднем кембрии вендские отложения отвечали ГЗН в Присяно-Енисейской синеклизе и на Ангаро-Ленской ступени. На юго-восточном склоне Непско-Ботуобинской антеклизы, в Курейской синеклизе и Ньюско-Джербинской впадине ГФН в отложениях венда имела место в основном в ордовике и силуре. На Байкитской антеклизе, на северо-восточном склоне Непско-Ботуобинской антеклизы и в центральной части Вилюйской гемисинеклизы ГФН для венда наступила в верхнем палеозое. На северо-западном, северном и восточном склонах Анабарской антеклизы, а также на бортах Вилюйской гемисинеклизы — в мезозое (рис. 3).

Таким образом, интенсивное нефтеобразование в вендских отложениях Сибирской платформы, начавшееся около 570 млн. лет назад, продолжалось, по крайней мере, до начала трпаса, т. е. 340 млн. лет. Можно



отложениями терригенного комплекса венда главной зоны нефтеоб-  
резервуаре во время максимального погружения. Составили С. А. Ка-  
В. У. Петраков, П. Н. Соболев.

викско-силуртское; 3 — девонское; 4 — верхнепалеозойское; 5 — мезозойское. Зо-  
нефтегазовых, 7 — преимущественно нефтяных; 8 — нефтегазовых и газоконденсат-  
отложений; 10 — установленные; 11 — предполагаемые.

наметить три главных узла и соответствующие им три главные эпохи неф-  
теобразования [Конторович и др., 1978].

*Первая* наиболее древняя эпоха интенсивного нефтеобразования в  
отложениях венда Сибирской платформы охватывает средний — верх-  
ний кембрий. В эту эпоху интенсивное нефтегазообразование в вендских  
отложениях началось в кембрии на юге Сибирской платформы. *Вторая*  
эпоха соотносится с ордовиком — силуром на территории Курейской  
синеклизы. Отвечающие этим эпохам узлы нефтеобразования названы  
соответственно Иркутским и Курейским.

*Третья* эпоха интенсивного нефтеобразования на Сибирской плат-  
форме в отложениях венда имела место в перми, возможно раннем триасе.  
В эту эпоху наиболее интенсивным было нефтеобразование на бортах  
Курейской синеклизы, в пределах Байкитской и северо-восточного скло-  
на Непско-Ботубинской антеклиз и в Вилуйской гемисинеклизе. Вся  
эта субширотная полоса, протянувшаяся от низовий Подкаменной Тун-  
гуски до низовий Вилуя, образовала единый Енисей-Ленский пояс верх-  
непалеозойско-нижнемезозойского нефтенакпления.

Таким образом, в вендских отложениях в течение длительного вре-  
мени на огромной территории протекали процессы нефтеобразования,  
которые при наличии благоприятных тектонических условий привели  
к формированию обширных зон нефтенакпления.

На юге платформы такой зоной нефтенакпления могло быть погр-



бенное Окско-Илимское палеоподняtie в центральной части Ангаро-Ленской ступени, бортовые зоны Присаяно-Енисейской синеклизы, а также южный и восточный склоны Непско-Ботуобинской антеклизы.

На севере платформы зонами аккумуляции могли стать крупные сводовые поднятия в центре Курейской синеклизы, а также обращенные к ней склоны Анабарской, Непско-Ботуобинской и Байкитской антеклиз. Поступление УВ на склоны этих антеклиз наиболее интенсивным было в среднем палеозое. В верхнем палеозое и триасе нефтенакопление здесь продолжалось за счет генерации УВ в пределах самих антеклиз и на их склонах.

В Вилюйской гемисинеклизе в верхнем палеозое генерация нефти должна была вести к ее накоплению на склонах Анабарской и Алданской антеклиз.

Аналогично эпохам нефтеобразования для вендских отложений можно выделить эпохи и узлы газообразования, связанные с генерацией газа в глубинной зоне интенсивного газообразования. *Первая* такая эпоха проявилась в заключительную фазу байкальской складчатости. Этой эпохе соответствуют три узла газообразования: Предпатомский, Прибайкальский и Приенисейский, т. е. территории, примыкающие к Байкальской горной области и Енисейскому кряжу. *Вторая* эпоха интенсивного газообразования связана с раннепалеозойским временем. Ей отвечает Присаяно-Енисейский узел интенсивного газообразования, который располагается на территории одноименной синеклизы.

*Третья* эпоха интенсивного газообразования относится к триасовому времени. В эту эпоху вендские отложения погрузились в нижнюю глубинную зону газообразования — в Курейской синеклизе. Она тесно связана с трапповым магматизмом, который, как уже указывалось, привел к общему дополнителъному прогреванию осадочного чехла и соответственно к интенсивной генерации углеводородных флюидов.

*Четвертая*, последняя эпоха интенсивного газообразования имела место в меловое время, когда вендские отложения вошли в глубинную зону газообразования в пределах Вилюйской гемисинеклизы. Этой эпохе соответствует Вилюйский узел интенсивного газообразования.

Таким образом, узлы газообразования охватывают области максимальных погружений вендских толщ или области интенсивного влияния динамокатагенеза. Они характеризуются высоким катагенезом ОВ, и вследствие этого здесь следует ожидать преимущественно газовые залежи углеводородов.

Поступление углеводородного газа из узлов его генерации в древние зоны нефтенакопления в пределах антеклиз и крупных сводов и на их склонах должно было вести к существенному переформированию скоплений УВ в отложениях венда. Поступая в ловушки, заполненные нефтью, газ должен был оттеснять ее частично либо полностью, что вело к формированиям скоплений углеводородов со сложным соотношением фазовых состояний: газовых с нефтяными оторочками или подушками и нефтяных с газовыми шапками. Соотношение нефти — газ при прочих равных условиях должно было определяться относительной гипсометрией и интенсивностью роста ловушек; условиями латеральной миграции углеводородных газов, которые контролировались выдержанностью проницаемых комплексов; зонами интенсивного внедрения траппов, интрузии которых могли играть роль своеобразных барьеров; качеством флюидоупоров, а для ловушек неантиклинального типа, кроме того, степенью их «запечатанности».

Помимо чисто «аккумуляционного» воздействия, поступающие в ловушку жидкие и газообразные УВ меняли состав углеводородных флюидов и сложившееся между ними фазовое равновесие. Если газ был недонасыщен конденсатом, то при соответствующих термодинамических условиях часть бензиновых и керосиновых фракций могла раствориться

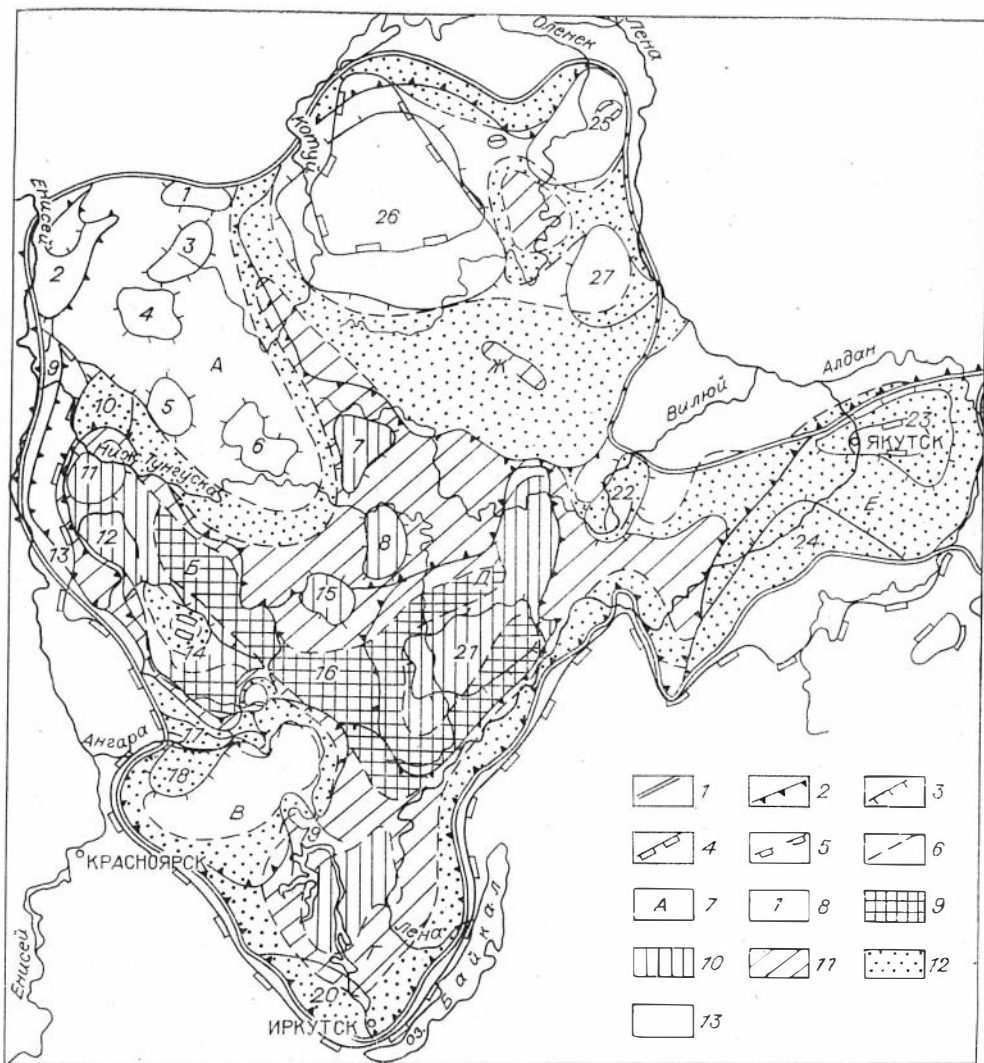


Рис. 4. Схематическая карта прогноза нефтеносности верхнекембрийских и нижнекембрийских отложений Сибирской платформы (терригенный комплекс и его возрастные аналоги). Редактор А. Э. Контарович. Составители: В. Е. Бакин, Д. И. Дробот, Н. Ф. Ивлев, Л. Г. Истомина, С. А. Кашенко, А. Э. Контарович, А. И. Ларищев, И. Г. Левченко, М. М. Мандельбаум, Н. В. Мельников, Г. Д. Назимков, В. Д. Наркяков, В. У. Петраков, Р. Н. Преснова, Б. Л. Рыбьяков, В. Е. Савицкий, В. В. Самсонов, Д. П. Сидоров, В. С. Ситников, П. Н. Соболев, В. С. Старосельцев, О. Ф. Стасова, В. С. Сурков, В. Д. Токарев, А. А. Трофимук, Г. Я. Шутов.

Надпорядковые структуры: А — Курейская синеклиза, Б — Байкитская антеклиза, В — Присаено-Енисейская синеклиза, Г — Ангаро-Ленская ступень, Д — Непско-Ботубинская антеклиза, Е — Алданская антеклиза, Ж — Анабарская антеклиза. Структуры первого порядка: 1 — Ледянский свод; 2 — Хантайско-Рыбинский мегавал; 3 — Аянский, 4 — Анамский, 5 — Юктелыйский, 6 — Кочечумский, 7 — Турунский, 8 — Илимпейский своды; 9 — Курейско-Бакланихинский мегавал; 10 — Онецкий выступ; 11 — Суригдаонский свод; 12 — Бахтинский выступ; 13 — Вельминско-Лебяжинский мегавал; 14 — Камовский и 15 — Чунский своды; 16 — Катангская седловина, 17 — Ангарская зона складок; 18 — Богучано-Манзинский, 19 — Братский и 20 — Иркутский выступы; 21 — Непский, 22 — Сунтарский, 23 — Якутский своды; 24 — Толбинский выступ; 25 — Оленекский, 26 — Анабарский, 27 — Мунский своды.

Границы: 1 — Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. 2 — надпорядковых структур, 3 — структур первого порядка, 4—5 — современного распространения нефтегазоносных комплексов (4 — установленные, 5 — предполагаемые), 6 — земель различной перспективности. Индексация структур: 7 — надпорядковых, 8 — первого порядка. Перспективные территории: 9 — I категории, 10 — II категории, 11 — III категории; 12 — малоперспективные территории, 13 — бесперспективные территории.

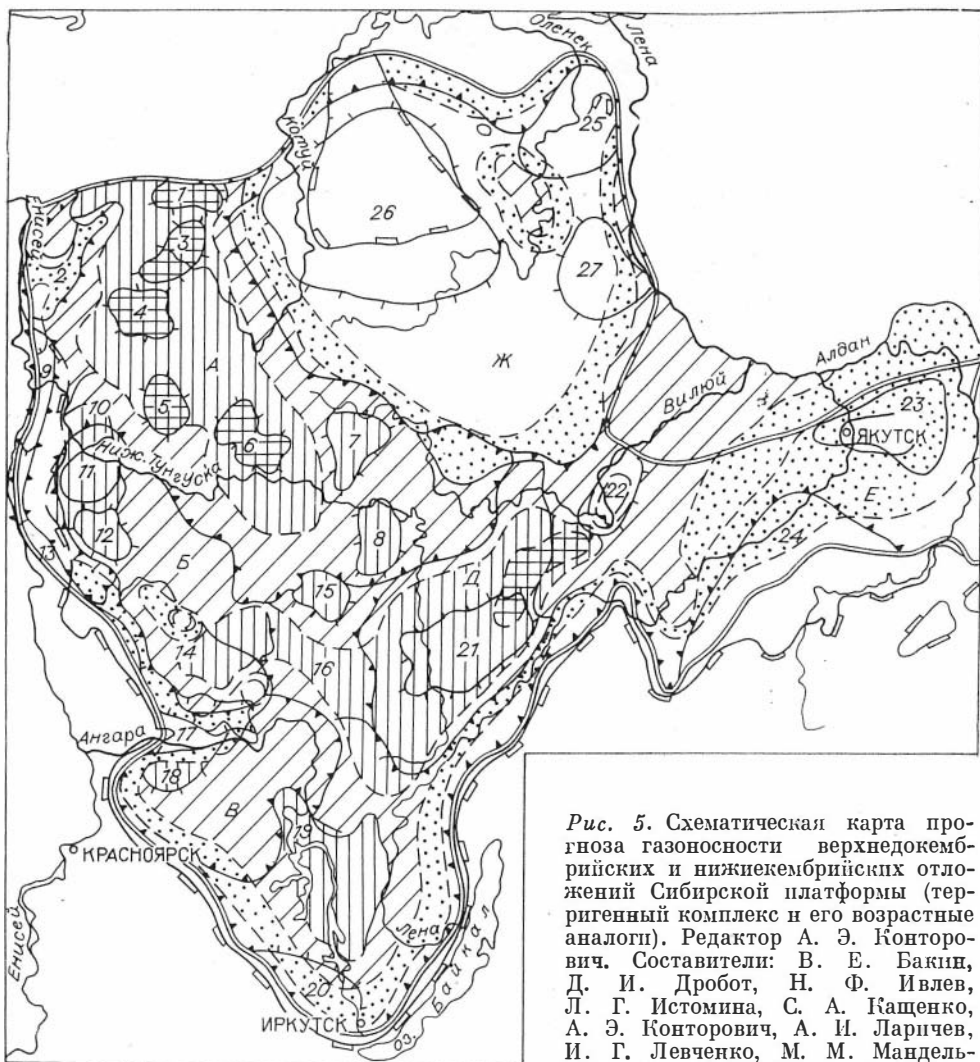


Рис. 5. Схематическая карта прогноза газонасыщенности верхнекембрийских и нижнекембрийских отложений Сибирской платформы (терригенный комплекс и его возрастные аналоги). Редактор А. Э. Конторович. Составители: В. Е. Бакин, Д. И. Дробот, Н. Ф. Ивлев, Л. Г. Истомина, С. А. Кашенко, А. Э. Конторович, А. И. Ларичев, И. Г. Левченко, М. М. Мандельбаум, Н. В. Мельников, Г. Д. Наумков, В. Д. Накаряков, В. У. Петраков, Р. Н. Преснова, Б. Л. Рыбьяков, В. Е. Савицкий, В. В. Самсонов, Д. П. Сидоров, В. С. Ситников, П. Н. Соболев, В. С. Старосельцев, О. Ф. Стасова, В. С. Сурков, В. Д. Токарев, А. А. Трофимук, Г. Я. Шутов.

Условные обозначения см. рис. 4.

в нем и перейти в конденсатное состояние, сокращая объем жидкой фазы. Естественно, остаточная нефть при этом утяжелялась; одновременно могла возрастать ее газонасыщенность. Если в ловушке после поступления в нее конденсатного газа снижались температура и давление, то при этом часть конденсата могла перейти в жидкую фазу и нефть обогащалась легкими фракциями. Если роль бензиновых фракций становилась значительной, из нефти могли выпадать и переходить в твердую фазу асфальтены. Анализ реально наблюдаемых углеводородных систем и остатков разрушенных скоплений УВ показывает, что все эти явления действительно имели место в отложениях рифея и венда Сибирской платформы.

Рассмотрение условий генерации и аккумуляции УВ в ловушках в отложениях рифея и венда позволяет качественно дифференцировать территорию их распространения по степени перспективности на нефть и газ.

Площадь перспективных на нефть земель в терригенных отложениях венда около 1860 тыс. км<sup>2</sup>, из них более 50% территории относится к ка-

тегории малоперспективной. Малоперспективны для поисков нефти в отложениях венда зоны, залегающие на небольших глубинах, а также погруженные территории Курейской, Присаяно-Енисейской синеклиз и Виллойской гемисинеклизы, в пределах которых современный или палеогеотермический режимы были неблагоприятны для сохранения скопленных жидких УВ. Основные перспективы обнаружения значительных по запасам скоплений нефти в отложениях этого возраста связаны с Непско-Ботуобинской, Байкитской антеклизами и соединяющей их Катангской седловиной, а также Бахтинским мегавыступом (рис. 4). В терригенных отложениях скорее всего будут преобладать скопления со сложным соотношением УВ в жидкой и газообразной фазах. В карбонатных отложениях венда перспективы обнаружения чисто нефтяных скоплений значительно выше.

Наибольшие перспективы газоносности рассматриваемого комплекса отложений связаны со сводовыми поднятиями, осложняющими главные зоны генерации газа — Курейскую и Присаяно-Енисейскую синеклизы; значительные ресурсы этих углеводородов могут быть найдены на антеклизе типа Непско-Ботуобинской и Байкитской (рис. 5). На первой из них уже открыт ряд крупных и средних месторождений газа.

Дифференцированную оценку перспектив нефтегазоносности рифея дать в настоящее время труднее.

Отложения верхнего протерозоя, в первую очередь венда, — наиболее перспективные стратиграфические комплексы Сибирской платформы и объект для поисков месторождений нефти и газа в 1981 — 1985 гг. и на перспективу.

#### ЛИТЕРАТУРА

- Бакин В. Е., Воробьев В. Н., Рыбьяков Б. Л. Месторождения нефти и газа в кембрийских отложениях Сибирской платформы. — В кн.: Геология, условия формирования и методика разведки месторождений нефти и газа в палеозойских и мезозойских отложениях Сибирской платформы. Новосибирск, 1978, с. 26—46.
- Вассоевич Н. Б. Проблема нефтеносности древнейших отложений. — Бюл. МОИП. Отд. геол., 1970, т. XV, вып. 4, с. 165—166.
- Вассоевич Н. Б. и др. К проблеме нефтегазоносности позднекембрийских отложений. — Сов. геология, 1970, № 4, с. 66—79.
- Воробьев В. П. Типы залежей нефти и газа в докембрийских и нижнепалеозойских отложениях Сибирской платформы. — Геол. нефти и газа, 1980, № 1, с. 1—5.
- Воробьев В. П. и др. Продуктивные горизонты в кембрийских и рифейских отложениях Сибирской платформы. — В кн.: Геология и нефтегазоносность Восточной Сибири. Новосибирск, 1978, с. 98—107.
- Геология Сибирской платформы/Под ред. И. П. Краснова, М. Л. Мурье, В. Л. Масайтиса. М.: Недра, 1966. 447 с.
- Губкин И. М. Учение о нефти. М.: Наука, 1975. 384 с.
- Добрянский А. Ф. Геохимия нефти. Л.—М.: Гостоптехиздат, 1948. 475 с.
- Конторович А. Э. и др. Достижения геологии нефти и газа в Сибири за 60 лет Советской власти. — Геол. и геофиз., 1977, № 11, с. 30—39.
- Конторович А. Э. и др. История залежей нефти и газа в верхнедокембрийских и нижне-среднепалеозойских отложениях Сибирской платформы. — В кн.: Геология и нефтегазоносность Восточной Сибири. Новосибирск, 1978, с. 61—95.
- Конторович А. Э., Стасова О. Ф. Типы нефтей в осадочной оболочке Земли. — Геол. и геофиз., 1978, № 8, с. 3—13.
- Мельников Н. В., Клишпа Л. П., Делова В. Е. Древнейшие нефтегазоносные толщи Сибирской платформы. — В кн.: Цикличность осадконакопления нефтегазоносных бассейнов и закономерности размещения залежей. Новосибирск, ИГиГ СО АН СССР, 1978, с. 60—68.
- Сидоренко А. В. О едином историко-геологическом принципе изучения докембрия и постдокембрия. — Докл. АН СССР, 1969, т. 186, № 1, с. 166—169.
- Сидоренко А. В., Сидоренко Св. А. О распространенности предположительно биогенного углерода в докембрии. — Докл. АН СССР, 1968, т. 183, № 1, с. 181—188.
- Сидоренко А. В., Сидоренко Св. А. Об «углеводородном дыхании» докембрийских гранитосодержащих толщ. — Докл. АН СССР, 1970, т. 192, № 1, с. 184—187.

- Сидоренко Св. А., Сидоренко А. В. Органическое вещество в осадочно-метаморфических породах докембрия. М.: Наука, 1975. 140 с.
- Склярюв Р. Я. Некоторые черты геологического строения Чадобецкого антиклинального поднятия.— В кн.: Материалы по геологии и полезным ископаемым Красноярского края. Красноярск, 1962, с. 21—30.
- Соколов Б. С. Докембрийская биосфера в свете палеонтологических данных.— Вест. АН СССР, 1972, № 8, с. 48—54.
- Соколов Б. С. Перспективы биостратиграфии докембрия.— Геол. и геофиз., 1977, № 11, с. 54—70.
- Трофимук А. А. Нефтегазоносность Сибирской платформы.— Геол. и геофиз., 1960, № 7, с. 3—11.
- Трофимук А. А. Нефть и природный газ Сибири.— Вест. АН СССР, 1964, № 6, с. 37—44.
- Трофимук А. А. Проблемы геологии Сибири и Дальнего Востока.— Вестн. АН СССР, 1968, № 6, с. 14—22.
- Улперович Н. В., Исаев Г. А. Возможности сейсморазведки при изучении локальных поднятий Тунгусской синеклизы.— В кн.: Новые данные по тектонике нефтегазоносных областей Сибири. Новосибирск, 1979, с. 16—21.

И. С. ГРАМБЕРГ, Е. Г. БРО, Д. С. СОРОКОВ

## НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ТОЛЩИ МЕЗОЗОЙСКИХ ПРОГИБОВ СЕВЕРА СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Нефтегазоносные и возможно нефтегазоносные толщи в разрезе мезозойских прогибов распространены от верхнего протерозоя до мела. В зависимости от литологической характеристики отложений и степени их изученности толщи описаны в рамках следующих крупных возрастных единиц: верхний протерозой — средний палеозой, средний карбон — пермь, триас, юра, мел.

*Верхнепротерозойские — среднепалеозойские* отложения могут быть вскрыты на глубине менее 5—7 км в пределах Южно-Таймырской моноклинали, Анабаро-Хатангской седловины и Лено-Анабарского прогиба. Наиболее перспективные участки разреза, судя по прилегающим структурам Сибирской платформы, приурочены к верхам венда — подошве кембрия и верхам кембрия.

Первая из упомянутых толщ, вероятно, распространена повсеместно на Анабаро-Хатангской седловине и в Лено-Анабарском прогибе и мощность ее достигает 50 м. Большая, ширшая часть толщи представлена хемогенными и фитогенными доломитами, верхняя — разнотернистыми песчаниками с примесью гравия. Терригенные коллекторы более выдержаны по простиранию, чем карбонатные. Пористость пород достигает 20%, проницаемость — сотен и тысяч миллидарси. Перспективные горизонты перекрыты плохопроницаемыми глинистыми известняками и мергелями, общая мощность которых около 100 м.

Перспективная толща верхов кембрия приурочена к кавернозной зоне мощностью 4—70 м, сформированной во время размыва, поэтому она может быть распространена вдоль южных бортов Лено-Анабарского прогиба и Анабаро-Хатангской седловины. Коллекторами служат пористые, кавернозные и трещиноватые доломиты, они распространены в виде пластов и линз. Пористость в образцах достигает 20—25%, проницаемость — 850 мД.

Кроме отмеченных толщ, перспективными можно считать сохранившие межзерновую пористость песчаники нижнего рифея, трещиноватые карбонатные и рифогенные породы среднего палеозоя. К наилучшим покрышкам относятся эвапоритовые отложения силура и девона, содержащие ангидриты, гипсы и каменную соль.

Сведений о продуктивности верхнепротерозойских — среднепалеозойских отложений в пределах прогибов пока мало. Известно только, что

в породах и кавернах известняков нижнего карбона на п-ове Юрюнг-Тумус обнаружены быстро испаряющаяся легкая нефть и битумы. На Сибирской платформе упомянутые толщи распространены регионально и отличаются не только благоприятными коллекторскими свойствами, но и повышенной битуминозностью. Высачивание легкой нефти из известняков верхнего девона наблюдалось на рудниках Талпахского и Октябрьского медно-никелевых месторождений. Здесь же известны небольшие скопления газа, содержащего метан и тяжелые углеводороды.

*Среднекаменноугольно-пермские* терригенные отложения на Анабаро-Хатангской седловине и у северной окраины Приверхоянского прогиба залегают не глубже 3—4 км. Погружаясь на запад в Енисей-Хатангском прогибе и на юг в Приверхоянском, они достигают глубин 8—11 км. Мощность терригенного верхнепалеозойского комплекса увеличивается с удалением от окраин Сибирской платформы и в пределах Таймырской и Верхоянской складчатых областей возрастает до нескольких тысяч метров.

Разрез пермских отложений представлен ритмично чередующимися пачками алеврито-песчаных и алеврито-глинистых пород. Содержание последних увеличивается в направлении увеличения мощности пермской толщи. Опесчанивающийся снизу вверх разрез расчленяется на три цикла: артинский (тустахская свита), кунгурский (нижнекожевниковская свита) и верхнепермский (верхнекожевниковская и мисайлапская свиты). Верхний из них дополняется низами индского яруса триаса. В каждом цикле снизу вверх увеличиваются мощность и частота встречаемости песчаных коллекторов, а в основании содержатся наиболее глинистые и наиболее выдержанные по простиранию пачки, обладающие экранирующими свойствами.

Коллекторские свойства пород значительно изменяются в первую очередь в зависимости от расположения в различных зонах прогрессивного регионального катагенеза, контактового термального катагенеза и динамокатагенеза [Ронкина и др., 1977]. На приплатформенных крыльях Анабаро-Хатангской седловины (Сындаская площадь), Лено-Анабарского прогиба (Оленекское месторождение битумов) и, вероятно, Приверхоянского прогиба, где породы находятся в верхней зоне начального прогрессивного катагенеза, максимальная пористость равна 30—33%, а проницаемость — сотням и тысячам миллидарси. В северной части Анабаро-Хатангской седловины отложения верхней и частично нижней перми находятся в нижней зоне начального катагенеза, а нижней перми — в верхней зоне глубинного катагенеза. Соответствующие максимальные значения пористости 22 и 16%, проницаемости — десятки — сотни миллидарси. В восточной части Лено-Анабарского прогиба, в Приверхоянском прогибе и на северном борту Енисей-Хатангского прогиба в результате значительного уплотнения и цеолитизации пород во внешней зоне динамокатагенеза пористость песчаников обычно не превышает 16%, во внутренней зоне — 8%.

Следующим по степени влияния на коллекторские свойства пород вслед за катагенезом является гранулометрический состав, особенно содержание алеврито-глинистого материала. В результате: пористость и проницаемость улучшаются вверх в целом по разрезу и внутри каждого цикла. На локальных участках отрицательное влияние на коллекторские свойства пород Енисей-Хатангского прогиба и Анабаро-Хатангской седловины оказали интрузии и соляные штоки.

С пермскими отложениями связаны многочисленные проявления битумов, нефти и газа. Наиболее изучена нефтегазоносность Анабаро-Хатангской седловины [Калинко, 1958, 1959]. На Южно-Тигянском месторождении из пермских отложений были получены притоки нефти до 12 и газа до 2500 м<sup>3</sup>/сут. Несколько меньшие притоки нефти и газа установлены также на Ильинской, Кожевниковской, Чайдахской и Нордвикской площадях. Крупное месторождение битумов (окисленной нефти)

приурочено к северной окраине Оленекского поднятия [Кабаньков, 1958; Иванов, 1974]. В колонковых скважинах на Улахан-Юряхской антиклинали наблюдалось интенсивное газирование, а в керне песчаников содержались капли нефти.

Битумо-, нефте- и реже газопроявления встречаются практически по всему разрезу пермских отложений и приурочены к большинству пластов, обладающих более или менее благоприятными коллекторскими свойствами, причем степень насыщения зависит от последних. Основываясь на распределении коллекторов и нефтегазоносности пермских отложений северной части Анабаро-Хатангской седловины, несколько условно можно наметить три наиболее перспективные толщи. Нижняя приурочена к верхам артинского яруса (верхи тустахской свиты), вторая — к верхам кунгурского яруса (верхи нижнекожевниковской свиты), третья — к верхней перми (верхи верхнекожевниковской — низы мисайлапской свиты).

Пермские перспективные толщи — наиболее важные объекты поисков в Лено-Анабарском прогибе и на Анабаро-Хатангской седловине. Учитывая длиннопламенную и газовую степень преобразования органического вещества, заключенного в них, можно считать пермские отложения перспективными для поисков не только газовых и газоконденсатных, но и нефтяных месторождений. На большей части рассматриваемых структур продуктивные толщи распространены на глубинах до 2 км в условиях низких температур, следовательно, в них наиболее вероятно наличие тяжелой нефти. В северной части Анабаро-Хатангской седловины, в приосевой и северной частях Лено-Анабарского прогиба весь разрез перми или его основание залегают глубже 2 км. Здесь, по-видимому, могут быть распространены залежки легкой нефти и газоконденсатные.

*Триасовые* отложения на Анабаро-Хатангской седловине, в Лено-Анабарском прогибе и на бортах Енисей-Хатангского и Приверхоянского прогибов находятся на глубинах не более 2—3 км. Погружаясь в приосевой части Енисей-Хатангского и Приверхоянского прогибов, отложения достигают глубин 7—8 км. Мощность отложений, изменяясь в интервале 400—2000 м, увеличивается от окраины Сибирской платформы на север и восток.

Для разрезов триасовых отложений характерно переслаивание алевроито-песчаных и алевроито-глинистых пачек, которые обычно трудно проследить в пределах крупных структур. Повышенной глинистостью выделяется оленекский ярус мощностью от десятков до первых сотен метров. Вероятно, его можно считать региональной покрывкой для нижележащих среднекаменноугольных — пермских толщ. В основании карнийского яруса находится алевроито-глинистая пачка мощностью около 20 м. Она прослеживается на Анабаро-Хатангской седловине и в Лено-Анабарском прогибе в пределах развития верхнетриасовых отложений.

По распределению в разрезе коллекторов можно выделить три территории. В связи с оглинением отложений в Енисей-Хатангском прогибе алевроито-песчаные породы занимают подчиненное положение и скопление углеводородов можно ожидать только в локальных коллекторах. Остальная часть региона характеризуется наличием мощных региональных коллекторов в среднем и верхнем триасе, а на севере Лено-Анабарского прогиба (судя по Улахан-Юряхскому разрезу) и в индском ярусе нижнего триаса. Коллекторские свойства триасовых отложений, как и пермских, контролируются, главным образом, гранулометрическим составом пород и степенью катагенетического изменения. Так, на разведочных площадях Тигяно-Анабарского вала в разрезе триасовых отложений проходит граница верхней и нижней зон начального прогрессивного катагенеза, выше которой пористость песчаников может достигать 25—28, а ниже — не более 23%. В зонах, прилегающих к складчатым областям, пористость, как правило, меньше 8%.



Нефтегазопоявления в триасовых отложениях распространены значительно реже, чем в пермских [Калинко, 1959]. Наиболее интенсивные из них установлены в средне-верхнетриасовой толще Анабаро-Хатангской седловины. Здесь на месторождении Нордвик, на глубине 100 м под глинами карнийского возраста выявлена небольшая залежь нефти, дававшая притоки до 0,9 м<sup>3</sup>/сут. Кроме упомянутой, перспективной можно считать на севере Лено-Анабарского прогиба толщу в подошве триаса, где наблюдается пропитывание пород тяжелой нефтью. По-видимому, ее следует рассматривать совместно с верхней нефтегазоносной толщей перми. Поиски залежей нефти и газа в триасовых отложениях перспективны в пределах Южно-Таймырской моноклинали, Балахнинского вала, северных частей Анабаро-Хатангской седловины и Лено-Анабарского прогиба.

Юрские отложения в Енисей-Хатангском прогибе залегают на глубине до 9, в Приверхоянском — до 6,5 км. Между ними на Анабаро-Хатангской седловине и в Лено-Анабарском прогибе подошва юры обычно не погружается глубже 2,5 км. Мощность возрастает в направлении погружения и достигает в Енисей-Хатангском прогибе 4000, в Приверхоянском — 2000 м.

В юрском разрезе ритмично чередуются преимущественно алевритопесчаные толщи пород с преимущественно алеврито-глинистыми. Простираясь по территории прогибов и обладая мощностью от десятков до сотен метров, алеврито-песчаные толщи представляют собой региональные коллекторы, алеврито-глинистые — региональные покрывки. По количеству в разрезе и стратиграфической принадлежности экранированных региональных коллекторов выделяется пять территорий.

На территории, совпадающей с Лено-Анабарским прогибом, в алеврито-глинистых юрских отложениях содержится один региональный, преимущественно алеврито-песчаный коллектор ( $J_2bt$ ) мощностью 100—300 м. Вторая территория включает Анабаро-Хатангскую седловину. Здесь в нижне- и среднеюрских отложениях прослеживаются три региональных экранированных коллектора ( $J_1h - p_1$ ,  $J_1p_2 - tr$  и  $J_2bj - bt$ ) мощностью десятки — первые сотни метров. Третьей территорией является Приверхоянский прогиб, в котором отложения нижней и средней юры расчленяются на три региональные коллектора ( $J_1p$ ,  $J_2al_2$ ,  $J_2bt$ ), изолированные покрывками. Мощность их достигает первых сотен метров, пропластки глинистых пород редки и не выдержаны по простиранию. В пределах четвертой территории, расположенной в западной половине Енисей-Хатангского прогиба, юрские отложения содержат пять экранированных коллекторских толщ ( $J_1h - p_1$ ,  $J_1p_2 - tr$ ,  $J_2ab_2$ ,  $J_2bt$  и  $J_3ox - km$ ). Перечисленные коллекторы — более мощные и песчаные, чем на других территориях. Пятая территория — восточная половина Енисей-Хатангского прогиба. На Балахнинском поднятии скважинами вскрыто два экранированных коллектора ( $J_2al_2$  и  $J_2bt$ ), мощность их — первые сотни метров.

На значительной части региона алеврито-песчаные породы залегают в зонах начального прогрессивного катагенеза, где проблемы коллекторности пород ухудшаются, и на глубинах более 4500—5000 м толщи находятся в средней зоне глубинного катагенеза, где только наиболее крупнозернистые разности песчаников могут сохранить свойства поровых коллекторов. Степень уплотнения пород в этой зоне примерно такая же, как во внутренней зоне динамокатагенеза, и, видимо, такая же повышенная трещиноватость. В некотором удалении от складчатых областей в Лено-Анабарском и Приверхоянском прогибах максимальная пористость песчаников равна 16—22%, вблизи складчатых областей не превышает 8%.

Залежи и проявления углеводородов в наибольших масштабах известны в коллекторах западной части Енисей-Хатангского прогиба [Кузнецов, 1971]. Наиболее интенсивная газоносность связана с батскими от-

ложениями. На Зимней площади непосредственно под верхнеюрской покрывкой развездана пластовая газовая залежь с запасами около 5 млрд. м<sup>3</sup>. В восточной части прогиба на Балахнинской площади газоносным оказался ааленский коллектор. На Анабаро-Хатангской седловине в береговых обрывах наблюдается пропитывание нефтью алеврито-песчаных пород нижней и средней юры, причем интенсивность нефтенасыщения возрастает вблизи дизъюнктивов. В Лено-Анабарском прогибе в юрских отложениях известны находки битумов [Копылова, 1967; Павлов, Дашневская, 1966].

Юрские отложения перспективны для поисков залежей углеводородов, главным образом, в Енисей-Хатангском прогибе. По условиям генерации предполагается, что средне- и верхнеюрские перспективные толщи, залегающие в основном на глубинах 3—5 км, должны содержать газоконденсатные и нефтяные залежи. Нижнеюрские отложения наиболее благоприятны для поисков газа и газоконденсата. Выклинивание горизонтов на Южно-Таймырской моноклинали создает предпосылки для формирования литологических залежей. В пределах Анабаро-Хатангской седловины и Лено-Анабарского прогиба юрские отложения скорее всего могут содержать газовые залежи во впадинах, на глубинах более 500 м.

Меловые отложения на значительной территории выходят на дневную поверхность, а также расположены в зоне многолетней мерзлоты. Подошва толщи погружена в Енисей-Хатангском прогибе, в восточной части Лено-Анабарского и в Приверхоянском прогибах на глубину более 1000 м; максимальная глубина залегания в перечисленных регионах равна соответственно 3,5; 2 п 4,5 км.

В меловых отложениях алеврито-песчаные породы преобладают над глинистыми. Песчаность разреза увеличивается с запада на восток, и в Приверхоянском прогибе из-за низкого содержания в отложениях глинистого материала отсутствуют покрывки, что делает регион малоперспективным для поисков залежей углеводородов. В нижнемеловом разрезе Енисей-Хатангского прогиба, Анабаро-Хатангской седловины и западной части Лено-Анабарского прогиба наибольшее количество алеврито-глинистых пачек приурочено к валанжин-готеривским отложениям, в разрезе восточной части Лено-Анабарского прогиба — только к нижневаланжинским. Верхнемеловые, преимущественно алеврито-песчаные отложения, распространенные только в Енисей-Хатангском прогибе, содержат верхнетуронскую-сантонскую толщу с локальными покрывками, способными экранировать небольшие залежи, типа Казанцевской, и региональную покрывку нижнетуронского возраста, перекрывающую алеврито-песчаный коллектор альб-сеноманского возраста. Нижнетуронская покрывка в восточной части Енисей-Хатангского прогиба опесчанивается и теряет экранирующие свойства.

Коллекторы меловых отложений представлены пачками алеврито-песчаных пород мощностью в десятки и сотни метров. Они залегают, главным образом, в зонах начального катагенеза, не глубже верхней зоны глубинного катагенеза, и поэтому обладают хорошими емкостными и фильтрационными свойствами. В Лено-Анабарском и Приверхоянском прогибах качество коллекторов ухудшается, так как породы находятся в зонах динамокатагенеза.

В Енисей-Хатангском прогибе меловые отложения включают залежи углеводородов: газовые и газоконденсатные, частично с нефтяной оторочкой. К суходудинской продуктивной толще ( $K_1v_2 - h$ ) приурочены основные газовые и газоконденсатные месторождения: Южно- и Северо-Соленинское, Пеляткинское, Казанцевское. В яковлевской продуктивной толще, охватывающей низы яковлевской ( $K_{1ar_2} - a_{1-2}$ ) и верхи малохетской ( $K_{1b} - ar_1$ ) свит, залежи газа установлены на Северо-Соленинском и Озерном месторождениях. В долганской продуктивной толще ( $K_{1a_3} - K_{2cm}$ ) известны массивные газовые залежи на Мессояхском и

Пеляткинском месторождениях. В поле развития меловых отложений на Анабаро-Хатангской седловине наблюдались пропитанные нефтью песчаники и выходы газов.

Меловые отложения, в которых на сегодняшний день сосредоточены все разведанные запасы газа и конденсата, остаются перспективными для поисков новых залежей углеводородов, главным образом, в Енисей-Хатангском прогибе. Наиболее молодые продуктивные толщи, приуроченные к сеноманским и туронским отложениям, перспективны для поисков залежей сухого газа, вместе с которыми могут быть скопления тяжелой нефти. Баррем-альбские отложения, судя по условиям генерации углеводородов, перспективны для обнаружения газа. Перспективность толщи снижается наличием редких и локальных покрышек. Наиболее перспективна в разрезе меловых отложений суходудинская толща. Можно предполагать, что на больших глубинах в толще будут встречены газонефтяные залежи или, по крайней мере, залежи, более богатые конденсатом, чем известные. В восточной части Енисей-Хатангского прогиба перспективы могут быть снижены оглиниванием разреза, аналогичным тому, что установлен на Среднеясинской площади. Залежи газа в меловых толщах возможны в приосевой части Лено-Анабарского прогиба, где подошва отложений залегает на глубине до 2,5 км, а первые экранирующие горизонты в готериве глубже 0,5 км. Однако крупных скоплений ожидать не приходится из-за ограниченного размера перспективных площадей.

Заканчивая рассмотрение нефтегазоносных и перспективных толщ, подчеркнем, что в Енисей-Хатангском прогибе главные перспективы поиска углеводородов связаны с юрско-меловыми толщами, в Анабаро-Хатангской седловине и Лено-Анабарском прогибе — с верхнепротерозойско-палеозойскими.

#### ЛИТЕРАТУРА

- Иванов В. Л.* Оленекское месторождение битумов (геологическое строение и закономерности формирования). Автореф. канд. дис. Л., 1974. 23 с.
- Кабаньков В. Я.* Результаты геологоразведочных работ по поискам нефти в Лено-Оленекской области.— В кн.: Нефтегазоносность севера Сибири. Л., 1958, с. 120—133.
- Калинко М. К.* Результаты поисков и разведки нефти и газа в районе Анабаро-Хатангского междуречья (Нордвинский район).— В кн.: Нефтегазоносность севера Сибири. Л., 1958, с. 134—170.
- Калинко М. К.* История геологического развития и перспективы нефтегазоносности Хатангской впадины. Л., 1959, т. 104. 360 с.
- Копылова Т. Н.* Геохимия и условия залегания битумов Оленекского поднятия Сибирской платформы (в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности). Автореф. канд. дис. Л., 1967. 19 с.
- Кузнецов Л. Л.* Строение газовых и газоконденсатных месторождений.— В кн.: Геология и нефтегазоносность Енисей-Хатангского прогиба. Л., 1971, с. 92—109.
- Павлов А. В., Данишевская А. И.* О находке мальты в юрских отложениях Лено-Анабарского прогиба.— Учен. зап. НИИГА, 1966, вып. 9, с. 224—227.
- Ронкина З. З.* и др. Эпигенез пермско-мезозойских терригенных толщ севера Сибирской платформы.— В кн.: Геология и нефтегазоносность мезозойских прогибов севера Сибирской платформы. Л., 1977, с. 18—29.

## ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В ОТЛОЖЕНИЯХ ВЕНД-КЕМБРИЙСКОГО ТЕРРИГЕННОГО КОМПЛЕКСА СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Намечая пути освоения перспектив нефтегазоносности Сибирской платформы, академик А. А. Трофимук неоднократно обращал внимание на необходимость выявления крупных выступов фундамента и структур древнего заложения, на поверхности и склонах которых обычно сосредоточиваются пачки хорошо отсортированных терригенных осадков с наиболее благоприятными коллекторскими свойствами [Трофимук, 1960, 1960а]. В 1971 г. Непский свод был оценен как наиболее вероятный объект по величине возможных запасов УВ из пяти изученных методами логико-дискретного анализа крупных структур Западной и Восточной Сибири [Трофимук и др., 1971]. И эта оценка подтвердилась. Из 17 промышленных залежей нефти и газа, открытых к началу 1980 г. в палеозойских отложениях Сибирской платформы, 11 приурочено к венд-кембрийскому терригенному комплексу. Кроме того, здесь же выявлено еще 7 не оцененных по масштабам скоплений УВ (см. таблицу). Большая часть из них расположена в пределах Непско-Ботубинской антеклизы, включающей в качестве наиболее крупной структуры Непский свод (рис. 1). Здесь известны три значительных (Среднеботубинское газоконденсатное с нефтяной оторочкой, Верхневилучанское газовое, Ярактинское газоконденсатнонефтяное) и несколько более мелких месторождений (см. таблицу).

Проблема геологического строения перспективных на нефть и газ земель Сибирской платформы достаточно хорошо освещена в геологической литературе. Из числа наиболее крупных работ, опубликованных в последние годы, могут быть названы монографии В. В. Самсонова (1975), коллектива авторов под редакцией А. Э. Конторовича, В. С. Суркова, А. А. Трофимука [Геология..., 1981] и др. Характеристика месторожде-

Месторождение, площадь		Продуктивные горизонты (в отложениях терригенного комплекса)	Тип УВ 'насыщенность**
Промышленного типа	Братское	Пласт П <sub>1</sub> <sup>*</sup>	ГК
	Атовское	Пласт П <sub>1</sub> <sup>*</sup>	ГК
	Марковское	Шамановский	ГК
	Ярактинское	Парфеновский	ГК
	Аянское	Ярактинский	ГКН
		Верхнетирский	ГК
	Среднеботубинское	Ярактинский	НГК
	Верхневилучанское	Ботубинский	НГК
		Харыстанский	Г
		Вилучанский	Г
	»	Г	
	Вилучанско-Джербинское	»	Г
	Верхнечонское	Ярактинский	ГК
Неустановленного масштаба	Пеледуйская	Ботубинский	Г
		Талахский	Г
	Хотога-Мурбайская	Ботубинский	Г
	Иктехская	»	Г
	Мирненская	»	Г
	Ванаварская	Парфеновский	Н
	Тас-Юрахская	Ботубинский	Н

\* Индексация по Л. Ф. Тыщенко.

\*\* Н — нефтяной, Г — газовый, ГК — газоконденсатный, НГК — нефтегазоконденсатный, ГКН — газоконденсатнонефтяной.

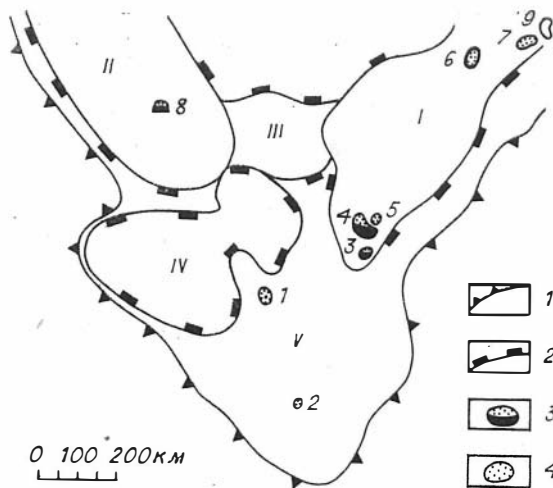


Рис. 1. Схема размещения месторождений нефти и газа в докембрийских и нижнепалеозойских отложениях Сибирской платформы.

1 — граница Сибирской платформы; 2 — контуры надпорядковых структур; 3 — нефтегазоконденсатные месторождения; 4 — газовые и газоконденсатные. I — Непско-Ботуобинская антеклиз, II — Байкитская антеклиз, III — Катангская седловина, IV — Присаяно-Енисейская синеклиз, V — Ангаро-Ленская ступень. Месторождения: 1 — Братское, 2 — Атовское, 3 — Марковское, 4 — Яратинское, 5 — Аянское, 6 — Среднеботуобинское, 7 — Верхневилучанское, 8 — Куюмбинское, 9 — Вилуйско-Джербинское.

ний нефти и газа приведена в статье В. Е. Бакина, В. Н. Воробьева, Б. Л. Рыбьякова (1978). Поэтому ниже излагаются лишь отдельные вопросы геологии региона, имеющие непосредственное отношение к размещению залежей нефти и газа.

#### ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКИЙ ОЧЕРК

Венд-кембрийский терригенный комплекс осадочного чехла Сибирской платформы объединяет отложения ушаковской свиты, нижнемотской подсвиты и их возрастных аналогов. Эти отложения широко развиты в южных районах платформы — на территории Ангаро-Ленской ступени, Присаяно-Енисейской синеклизы, Непско-Ботуобинской, Байкитской антеклиз и Катангской седловины. В более северных изученных разрезах они отсутствуют или представлены маломощными пачками. Степень изученности терригенной толщи различна. Наибольшей плотностью скважин характеризуются южные районы Ангаро-Ленской ступени, Братский выступ, Непско-Ботуобинская антеклиз, исключая ее северо-западное крыло. К числу слабо изученных следует отнести Присаяно-Енисейскую синеклизу, Байкитскую антеклизу, Катангскую седловину.

В соответствии с региональными схемами стратиграфического расчленения, принятыми в производственных организациях, вопросы выделения, индексации и корреляции литостратиграфических подразделений базального терригенного комплекса южных и юго-восточных районов платформы могут быть представлены (с авторскими изменениями) в следующем виде (рис. 2).

Предложенная схема во многом проблематична. В частности, не вполне очевидно стратиграфическое взаимоотношение пласта  $\Pi_1$  и верхнетирского горизонта, поскольку не исключена их разновозрастность. Представляется необходимым в соответствии с предложением Л. Ф. Тыщенко переиндексация отложений ушаковской свиты в южных и центральных районах Непско-Ботуобинской антеклизы в непскую свиту. Условным является включение песчаникового по составу верхнетирского горизонта в состав терригенного комплекса, поскольку он подстилается и перекрывается сульфатно-глинисто-карбонатными отложениями нижнемотской подсвиты.

Сложен терригенно-карбонатный комплекс чередующимися пачками аргиллитов, алевролитов, реже песчаников. В районах Ангаро-Ленской ступени породы часто красноцветны. Восточнее Среднеботуобинского месторождения нижняя «подхарыстанская» часть бочугунорской свиты представлена в карбонатных фациях, в районе Вилуйско-Джербинского месторождения прослой доломитов наблюдаются уже и в верхней ее части.

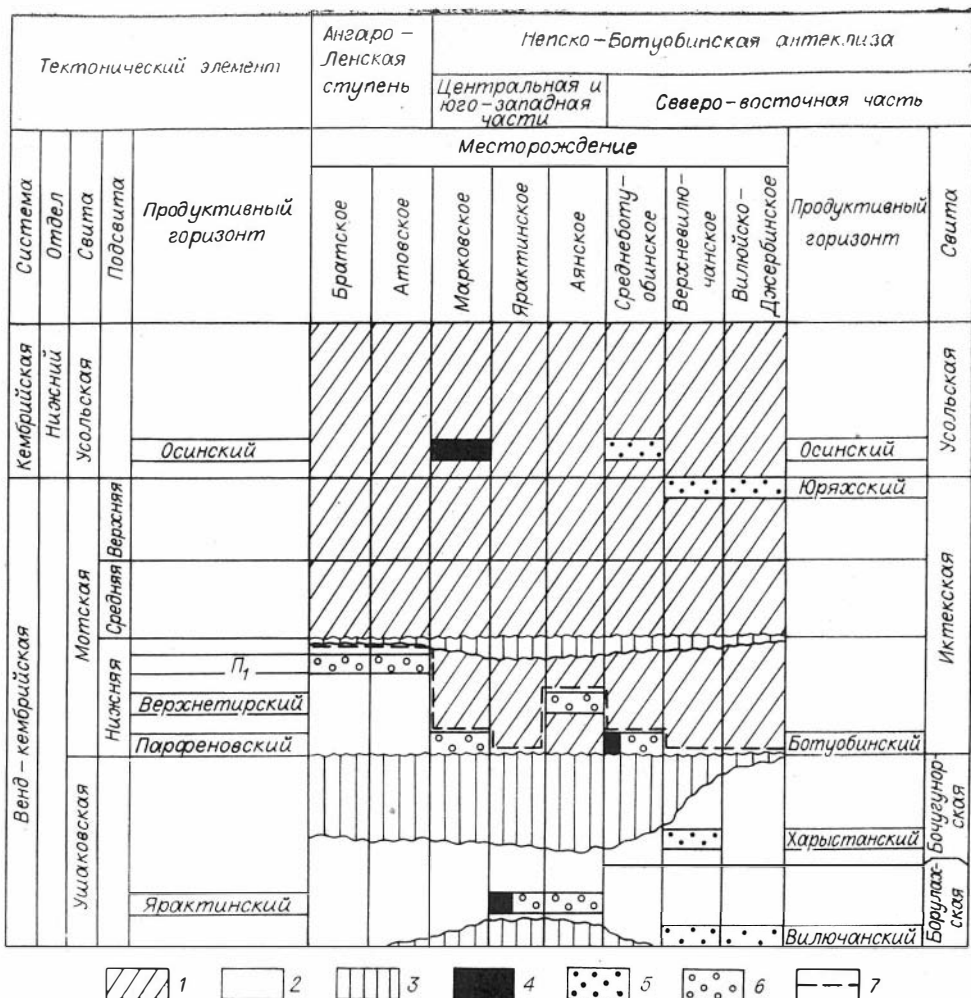


Рис. 2. Стратиграфическая схема нижней части осадочного чехла южных районов Сибирской платформы.

1 — отложения галогенно-карбонатного комплекса, 2 — отложения терригенного комплекса, 3 — отсутствие отложений. Насыщение продуктивных горизонтов: 4 — нефтяное, 5 — газовое, 6 — газоконденсатное; 7 — кровля терригенного комплекса.

### ПРОДУКТИВНЫЕ ГОРИЗОНТЫ

Выявленные в составе терригенного комплекса скопления нефти и газа приурочены к нескольким четко стратифицированным пачкам песчаникового состава. Единой номенклатуры, охватывающей продуктивные пласты всех изученных районов Сибирской платформы, пока не существует. Разработанная в 1975 г. Л. Ф. Тыщенко система индексации пластов-коллекторов охватывает, главным образом, территорию Иркутской области. В практике нефтегазопромысловых работ обычно используется система собственных наименований. В составе терригенного комплекса промышленнопродуктивны: пласт П<sub>1</sub> (индексация по Л. Ф. Тыщенко), верхнетирский, парфеновский, ботубинский, ярактинский, харыстанский, виллючанский горизонты. Характер стратиграфического положения и взаимоотношения горизонтов, детальное их строение, латеральное распространение и нефтегазогеологические параметры описаны ранее [Воробьев и др., 1978].

## ОБЪЕМ И ХАРАКТЕР ВНУТРЕННЕГО СТРОЕНИЯ КОМПЛЕКСА

Объем и основные черты внутреннего строения венд-кембрийского терригенного комплекса Сибирской платформы определяются стратиграфическим скольжением его кровли, стратиграфическим выклиниванием базальных горизонтов и наличием предмотского регионального перерыва.

Стратиграфическое скольжение кровли комплекса отмечается в зонах сочленения Ангаро-Ленской ступени и Присаяно-Енисейской синеклизы со структурами Непско-Ботуобинской, Байкитской антеклиз и Катангской седловины. На территории первых верхняя граница терригенных отложений совпадает с кровлей нижнемотской подсвиты. На склонах Непско-Ботуобинской и Байкитской антеклиз и в районах Катангской седловины она опускается до кровли парфеновских песчаников, а в более внутренних районах этих структур вся нижнемотская подсвита представлена уже в карбонатных фациях (см. рис. 2). Зона замещения в северо-восточной части Ангаро-Ленской ступени проходит примерно по линии Литвинцевской — Усть-Кутской площадей. В сводовых частях Непско-Ботуобинской и Байкитской антеклиз вследствие полного размыва отложений нижнемотской подсвиты отложения терригенного комплекса перекрываются среднемотской подсвитой.

Процесс замещения осуществляется путем общей глинизации вначале надпарфеновской части нижнемотской подсвиты, в более северных участках в ней появляются прослои доломитов и, наконец, на склонах антеклиз терригенные разности играют заведомо подчиненную роль. Отмечено несколько случаев опесчанивания отдельных интервалов в верхней части нижнемотской подсвиты уже в районах с карбонатным составом ее (верхнетерритский горизонт).

Стратиграфическое выклинивание базальных горизонтов терригенного комплекса происходит вследствие стратиграфического прилегания отложений ушаковской свиты (и ее аналогов) к поверхности кристаллического фундамента (или глубоко денудированной рифейской карбонатной толщи). По мере воздымания последнего уменьшается и мощность терригенной толщи. Если в южных районах Иркутского амфитеатра и на севере Братского выступа мощность ушаковской свиты достигает 200 м, то на юго-западном склоне Непско-Ботуобинской антеклизы она сокращается до 110—115 м в районе Марковского и 20—50 м — Ярактинского месторождений. В центральных районах Непского свода мощность терригенного комплекса не превышает 10—15 м.

В северо-восточной части Непско-Ботуобинской антеклизы процессы стратиграфического прилегания базальных горизонтов к поверхности фундамента выражены более ярко. На участках сочленения антеклизы со смежными структурами Прибайкало-Патомского прогиба мощность комплекса сокращается от 494 м на Верхневилочанской площади до 130 м на Юрегинской. На участке Хотого-Мурбайской — Среднеботуобинской площадей мощность терригенной части чехла изменяется от 245 до 115—50 м. Выклинивание нижних горизонтов чехла продолжается и севернее Среднеботуобинского месторождения. Мощность терригенной толщи изменяется здесь от 115—50 м на Среднеботуобинской до 34 м на Нелбинской площадях.

Изменение стратиграфического объема венд-кембрийского комплекса отмечено и в зоне сочленения Катангской седловины с Байкитской антеклизой. В сводовых частях последней эти отложения отсутствуют, а в центральной части седловины (Ванаварская скв.) они представлены 129-метровой пачкой аргиллитов, алевролитов и песчаников. В районах Байкитской антеклизы мощность терригенной толщи изменяется от 74 м на южном крыле (Тайгинская скв.) до полного выклинивания на Куюмбинском месторождении. Здесь, как и на Непско-Ботуобинской антеклизе,



в центральной части структуры вследствие стратиграфического прилегания к поверхности рифейского субстрата полностью выклиниваются отложения не только ушаконской свиты, но и нижнемотской подсвиты.

Помимо региональных изменений стратиграфического объема и мощностей отмечено несколько подобных случаев более мелкого масштаба. Связаны они с процессами облекания эрозионных выступов фундамента. Например, на Атовском газоконденсатном месторождении дефицит мощностей базальной части терригенного комплекса в сводовой части поднятия (по сравнению с периклинальной) достигает 360 м. Примерно аналогичная ситуация складывается и на Верхневилочанском месторождении, где вилочанский продуктивный горизонт изменяется в мощности от 122 м до полного выклинивания.

Предмотский региональный перерыв относится к числу важнейших особенностей строения терригенного комплекса. Обоснование его приводится в работах В. Г. Постникова и И. Е. Постниковой (1968, 1972 и др.), К. Р. Чепикова и В. И. Никишина (1975), В. Н. Воробьева и др. (1978).

Наиболее четко следы перерыва фиксируются в районах Непско-Ботубобинской антеклизы. Так, на Ярактинском месторождении мощность надпродуктивной глинисто-алевролитовой пачки изменяется от 10—12 м на юге до полного размыва в его центральной и северной частях. В более южных районах (Верхнетирская, Марковская, Карелинская площади) мощность этой части разреза достигает 50 м и более. На Верхнечонской, Поймыгинской площадях она составляет 29—30 м.

На северо-востоке Непско-Ботубобинской антеклизы, на Верхневилочанском месторождении объем надпродуктивной части бочугунорской свиты последовательно уменьшается в северо-западном направлении от 43 м на юго-востоке до полного исчезновения на северо-западе. Еще далее в этом же направлении полностью денудирован уже и харыстанский продуктивный горизонт [Воробьев и др., 1978].

В региональном плане относительная глубина эрозионного вреза возрастает в районах наиболее крупных поднятий и заметно снижается в депрессионных зонах.

## ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Геологическое строение и морфологический облик залежей в отложениях терригенного комплекса довольно разнообразны. По характеру структурного контроля выделяются два типа залежей — антиклинальные и неантиклинальные. По типу резервуара — пластовые и массивные и, наконец, по морфологическому облику ловушек — сводовые, литологически ограниченные, стратиграфически экранированные и т. д. [Воробьев, 1980].

*Залежи антиклинального типа* доказаны на северо-западе Непско-Ботубобинской антеклизы (Среднеботубобинское, Верхневилочанское месторождения) и на территории Ангаро-Ленской ступени (Братское, Атовское). Тип резервуара в основном пластовый. Исключение составляет вилочанская залежь Верхневилочанского месторождения, где доказана массивная природа скоплений углеводородов. Типы ловушек — сводовые с элементами тектонического экранирования и литологических замещений. Существенную роль играют стратиграфически экранированные залежи, контролируемые как выступами кристаллического фундамента, так и поверхностями несогласий.

*Залежи неантиклинального типа* доказаны на юге Непско-Ботубобинской антеклизы (Ярактинское, Аясское, Марковское месторождения). Тип резервуара здесь пластовый. Ловушки литологические и литолого-стратиграфические.

Из числа факторов, контролирующих типы ловушек нефти и газа, в рассматриваемом регионе основными следует считать:

структурный, определяющий формирование ловушек антиклинального типа;

палеофациальный, определяющий формирование литологически ограниченных ловушек;

палеогеоморфологический, определяющий формирование ловушек, связанных со структурами прилегания базальных горизонтов чехла к поверхности кристаллического фундамента и облекания эрозионных выступов последнего;

палеотектонический, определяющий формирование ловушек, экранированных поверхностью предметского перерыва.

*Залежи антиклинального типа* доказаны в районах Непско-Ботубинской антеклизы и Ангаро-Ленской ступени. Четко выраженных закономерностей, определяющих дифференциацию территории по структурному признаку (в подсолевых отложениях), пока не выявлено. Поэтому можно говорить о равной вероятности обнаружения этих залежей по всему рассматриваемому региону.

*Залежи литологического типа* контролируются в своем большинстве палеофациальными факторами регионального и зональных масштабов.

Следствием проявления региональных закономерностей следует считать общее опесчанивание терригенного комплекса в присаянской части Иркутского амфитеатра, где доказан ряд водонасыщенных горизонтов. Здесь наиболее вероятны залежи антиклинального типа. В более внутренних районах в зоне общего снижения песчаности возможно обнаружение литологически ограниченных залежей, как это и доказано на Парфеновском месторождении. Зональные литологические замещения приурочены к участкам стратиграфического скольжения кровли терригенного комплекса. Положительное влияние этого фактора в формировании литологически ограниченных ловушек доказано в юго-западной части Непско-Ботубинской антеклизы (верхнетирский горизонт) на Аянском месторождении и Верхнетирской площади. Районы предпочтительного размещения таких ловушек, по-видимому, будут охватывать крыльевые участки антеклиз от внешнего контура зоны замещения терригенных отложений нижнемотской подсветы карбонатными на юге до линии ее полного выклинивания на севере.

Еще один тип зональных литологических замещений доказан на примере парфеновских и ботубинских песчаников. Эти горизонты могут рассматриваться в качестве вложенных зональных линз, приуроченных к основанию нижнемотской надперерывной толщи и входящих в ее состав. С ними связан целый ряд промышленных, полупромышленных и невыясненных по масштабам залежей. В парфеновской линзе в связи с более узким ее латеральным распространением и меньшими значениями мощностей эффективные песчаники в изученной зоне распространены локально, образуя лишь мелкие ловушки. В ботубинской песчаниковой линзе, во всех случаях ее вскрытия (исключая) участки выклинивания с общими мощностями менее 3—5 м), доказано, наличие удовлетворительных водо- и газонасыщенных коллекторов.

Перспективы локализации возможных литологических залежей в песчаниках парфеновского и ботубинского горизонтов следует связывать со склонами Непско-Ботубинской и Байкитской антеклиз, исключая, по-видимому, их северные крылья. Вероятность обнаружения залежей на этом стратиграфическом уровне в Катангской седловине и на склонах Байкитской антеклизы подтверждается материалами по Ванаварской скважине, где доказана нефтенасыщенность парфеновского горизонта.

*Залежи, стратиграфически экранированные поверхностью кристаллического фундамента*, доказаны на Ярактинском, Верхневилючанском и Атовском месторождениях. Формирование подобных ловушек обусловлено конседиментационным прилеганием продуктивных горизонтов к поверхности фундамента. Наиболее благоприятными районами для их развития следует считать зоны высоких градиентов изменения мощностей базальных горизонтов осадочного чехла на склонах как антеклиз, так и более мелких структур различного порядка.

В стратиграфическом отношении подобные ловушки приурочены к отложениям ушаковской свиты, породы которой в зонах стратиграфического прилегания к поверхности кристаллического фундамента представлены в терригенных фациях. В латеральном плане следует выделять как региональные, так и локальные зоны их преимущественной локализации. К числу первых относятся южный, юго-западный и северо-восточный склоны Непско-Ботуобинской и восточный, южный и юго-западный — Байкитской антеклиз. Ширина этих зон определяется линией полного выклинивания (прилегания) отложений ушаковской свиты в присводовых частях структур и участками вышоложивания их крыльев на сочленении со смежными структурами Присаяно-Енисейской синеклизы, Ангаро-Ленской ступени и Катангской седловины.

В локальных зонах продуктивные горизонты экранированы эрозионными выступами кристаллического фундамента (Атовское месторождение). Основной поисковый признак подобных зон — фактор резкой дифференциации гипсометрических отметок поверхности кристаллического фундамента. Один из таких участков приурочен к районам Среднего Приангарья (Радуйско-Балаганкинская зона).

*Залежи, стратиграфически экранированные поверхностью несогласия*, выявлены на Верхневилючанском и Ярактинском месторождениях в зонах выхода продуктивных горизонтов ушаковской свиты и ее аналогов под поверхность перерыва. Возможны два вида стратиграфического экранирования. В харьстанской залежи Верхневилючанского месторождения поверхностью несогласия ограничивается «голова» пласта. На Ярактинском — газонасыщенные песчаники лишь частично выходят под поверхность перерыва, а экранирование «головы» пласта осуществляется комбинированным путем — в результате стратиграфического прилегания к поверхности фундамента нижней части пласта и литологического замещения — верхней. Латеральное распространение зон возможной локализации подобных залежей определяется участками наиболее глубокого эрозионного среза ушаковских отложений на склонах Непско-Ботуобинской и Байкитской антеклиз.

## ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

В зависимости от особенностей тектонического плана и внутреннего строения венд-кембрийской толщи различаются и типы залежей. По морфологии ловушек они подразделяются на сводовые, литологически ограниченные, стратиграфически экранированные поверхностями несогласия или фундамента.

В стратиграфическом отношении предпочтительным интервалом локализации скоплений УВ является верхняя часть комплекса в объеме нижнемотской подсвиты и верхней части ушаковской свиты (и их аналогов). Здесь распространены ловушки сводовые, литологических замещений, экранированные поверхностями несогласия или фундамента. Подавляющая часть выявленных залежей тяготеет к поверхности предметского перерыва. Последняя экранирует углеводородные скопления в подразмывной толще, ограничивая возможный интервал их вертикальной и послойной миграции. С другой стороны, к этой поверхности приурочены все ба-

зальные песчаники надперерывной толщи, представляющие собой вполне удовлетворительный резервуар для углеводородных флюидов, мигрировавших как из подразмывной толщи, так и со стороны погруженных участков надразмывной.

В латеральном отношении большая часть установленных и возможных зон нефтегазонакопления в отложениях терригенного комплекса тяготеет к склонам и участкам погружения крыльев Непско-Ботуобинской антеклизы. Именно здесь локализуются большая часть ловушек зональных литологических замещений на уровнях нижнемеловской подсвиты и парфеновского — ботуобинского песчаников, все ловушки стратиграфического экранирования поверхностью несогласия; наиболее вероятны здесь (и в одном случае доказаны) ловушки стратиграфического экранирования поверхностью фундамента.

Из числа прочих зон возможного нефтегазонакопления следует отметить участки регионального опесчанивания терригенных отложений в Присаянье, зоны возможной локализации ловушек прилегания в Среднем Приангарье.

#### ЛИТЕРАТУРА

- Бакин В. Е., Воробьев В. Н., Рыбьяков Б. Л. Месторождения нефти и газа в кембрийских отложениях Сибирской платформы. — В кн.: Геология, условия формирования и методика разведки месторождений нефти и газа в палеозойских и мезозойских отложениях Сибирской платформы. Новосибирск, 1978, с. 26—46.
- Воробьев В. Н. Типы залежей нефти и газа в докембрийских и нижнепалеозойских отложениях Сибирской платформы. — Геол. нефти и газа, 1980, № 1, с. 1—5.
- Воробьев В. Н. и др. Продуктивные горизонты в кембрийских и рифейских отложениях Сибирской платформы. — В кн.: Геология и нефтегазоносность Восточной Сибири. Новосибирск, 1978, с. 98—107.
- Геология нефти и газа Сибирской платформы/Под ред. А. Э. Конторовича, В. С. Суркова, А. А. Трофимука. М.: Наука, 1981.
- Постников В. Г., Постникова И. Е. К стратиграфии и сопоставлению верхнерифейских и вендских отложений юга Сибирской платформы и ее обрамления. — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1968, № 7, с. 85—94.
- Постникова И. Е., Постников В. Г. Условия осадконакопления верхнедокембрийских и нижнекембрийских отложений Усть-Кут-Киренской зоны и их корреляция. — В кн.: Материалы по региональной геологии Сибирской платформы и ее складчатого обрамления. М.: Недра, 1972, с. 98—106.
- Самсонов В. В. Иркутский нефтегазоносный бассейн. Иркутск: Вост.-Сиб. кн. изд-во, 1975. 156 с.
- Трофимук А. А. Нефтегазоносность Сибирской платформы. — Геол. и геофиз., 1960, № 7, с. 3—11.
- Трофимук А. А. Выступление на конференции по развитию производительных сил Восточной Сибири. — В кн.: Развитие производительных сил Восточной Сибири. Геологическое строение. М.: Изд-во АН СССР, 1960а, т. 3, с. 141—142.
- Трофимук А. А. и др. Распознавание образов гигантских нефтяных месторождений. — В кн.: Проблемы нефтегазоносности Сибири. Новосибирск: Наука, 1971, с. 34—50.
- Чепиков К. Р., Никишин В. И. Коллекторы нефти и газа в верхнем докембрии и нижнем кембрии на юге Сибирской платформы. — В кн.: Геология и нефтегазоносность Восточной Сибири и Дальнего востока. М., 1975, с. 16—28.

В. С. СТАРОСЕЛЪЦЕВ

#### ТЕКТОНИКА БАЗАЛЬТОВЫХ ПЛАТО

(в связи с оценкой нефтегазоносности древних платформ)

Базальтовые плато, орографически выражающие трапповые провинции, на многих древних платформах (Сибирской, Южно-Американской, Африкано-Аравийской, Индийской) занимают огромные территории. На этапах, предшествующих массовым извержениям трапповой магмы, они

довольно часто испытывали длительное и интенсивное прогибание, сопровождаемое накоплением мощных осадочных толщ. Такое прогибание, как известно, способствует образованию больших масс углеводородов. В осадочных породах, подстилающих базальтовые плато, действительно широко распространены различные проявления, а иногда и промышленные скопления нефти и газа. Следовательно, полная оценка перспектив нефтегазоносности перечисленных выше платформ невозможна без учета материалов по территориям распространения базальтов. Особенно важен анализ таких материалов для Сибирской платформы, высокие перспективы нефтегазоносности которой были обоснованы А. А. Трофимуком (1971) и многими другими геологами-нефтяниками.

Трапповые формации, перекрывая и инъецируя перспективные на нефть и газ осадочные породы, значительно усложняют физико-геологические условия и снижают эффективность многих геолого-геофизических методов, направленных на выявление зон накопления и залежей углеводородов. Вместе с тем базальтовые плато в связи с резкой эрозивной расчлененностью вполне доступны для изучения относительно дешевыми геологосъемочными работами. Поэтому выявление тектонических особенностей базальтовых плато является вполне реальной задачей.

Вопросы тектоники трапповых полей в той или иной мере освещены во многих работах. Однако в большинстве случаев анализируется лишь их региональное тектоническое положение. Так, Ю. М. Шейнманн (1956) и В. Е. Хаин (1973) показали, что трапповые провинции на древних платформах возникают вблизи смежных испытывающих орогенез геосинклиналей и территориально вытягиваются перпендикулярно последним. П. Е. Оффман (1964) подчеркнул независимость траппового магматизма от тектонической истории самих платформ.

В недавно опубликованной работе Г. Ф. Макаренко (1978) на обширном материале рассмотрено положение трапповых полей относительно главных тектонических элементов земной коры в вертикальных и латеральных рядах геологических формаций и в тектонических циклах. Основные выводы автора сводятся к следующему: а) трапповые поля расположены на «тыльных» платформенных рамах замкнувшихся в период магматизма геосинклиналей, которые отличаются от «фронтальных» платформенных рам отсутствием опрокинутых в их сторону структур орогенов и краевых прогибов; б) толща, подстилающая эффузивные траппы, всегда терригенная, более грубообломочная и шире распространенная, чем нижележащие обычно морские отложения; в) в геотектоническом цикле трапповые излияния приурочены «к завершению этапов погружения и осадконакопления, после которых наступает тектоническая перестройка» [Макаренко, 1978, с. 76].

Подобные результаты представляют значительный интерес для решения проблемы траппового магматизма в целом, но в силу чрезмерной обобщенности очень далеки от практических задач по оценке перспектив нефтегазоносности дотрапповых образований чехла. Более перспективно в этом отношении, видимо, выявление связей современного и палеотектонического планов базальтовой толщи с особенностями строения и истории формирования подстилающих осадочных комплексов.

Для региональной оценки перспектив нефтегазоносности важно прежде всего определить величину и длительность компенсированного осадками прогибания, которое предопределяется особенностями истории тектонического развития изучаемой территории. Сравнительный анализ материалов по Африкано-Аравийской [Уокер, Польдерварт, 1950; Дю Тойт, 1957; Хоутон, 1966; Хаин, 1971; Бишоп, Ван Иден, 1973], Южно-Американской [Sanford, Lange, 1960; Rüefli, 1966; Хаин, 1971; Кампуш и др., 1978], Индийской [Кришнан, 1954; Муратов, 1964; Геология..., 1975] и Сибирской [Геология..., 1968; Основы..., 1969; Старосельцев, 1974; и др.] платформ позволяет наметить два достаточно отличных друг от

друга типа историко-тектонической обстановки проявления траппового магматизма в их пределах.

В одних случаях (бассейны Карру на Африкано-Аравийской, Параны на Южно-Американской и Тунгусский на Сибирской платформах) трапповому магматизму предшествовало длительное (200—300 млн. лет) прогибание обширных ( $>0,5-1,0$  млн. км<sup>2</sup>) территорий, в результате которого накопилась мощная ( $>3-5$  км) толща осадочных пород. В других (зона Восточно-Африканского рифтового пояса, плато Тибести, Джебель-Харудж и Джебель-Гаргаф на Африкано-Аравийской, плато Деккан и смежные районы на Индийской платформах) базальтовые покровы формировались на относительно приподнятых и лишенных частично или полностью осадочного чехла участках фундамента. При этом для второго типа характерна четкая связь с крупными грабен-рифтами или зонами разломов, в пределах которых в предтрапповое время происходило территориально-локализованное накопление осадков, лишь иногда достигающих общей мощности 2—3 км. Необходимо также отметить, что в выделенных типах историко-тектонической обстановки существенно различается и состав туфогенно-эффузивных образований. Для первого типа характерны нормальные базальты и туфогенные породы основного состава илп, в редких случаях, щелочные и ультраосновные разновидности, а для второго, помимо базальтов, риолиты, андезиты и другие кислые и средние изверженные породы.

В этом отношении особый интерес представляет поздний мел-эоценовый трапповый комплекс Индийской платформы, который на большей части территории представлен нормальными базальтами, залегающими в основном на породах докембрийского фундамента. Однако вблизи грабен-рифтов р. Нарбады и особенно Бомбейского побережья, где в узких прогибах установлены или предполагаются достаточно мощные отложения гондванской серии (С<sub>3</sub>—К<sub>1</sub>), среди эффузивов появляется много пород кислого и среднего состава. Важно подчеркнуть, что по мере приближения к указанным грабен-рифтам увеличивается и общая мощность туфогенно-эффузивных образований. Эта особенность резко отличает их от траппов Параны, Карру и Тунгусского бассейна, в пределах которых увеличение общей мощности вулканитов не сопровождается появлением их кислых и средних разновидностей. Следовательно, особенности изменения состава и мощности туфогенно-эффузивной толщи тесно связаны с особенностями предшествующего тектонического развития.

Проведенный анализ позволяет выделить два типа базальтовых плато. Первый из них характеризуется относительно выдержанным составом и приурочен к обширным седиментационным бассейнам, второй — присутствием кислых и средних эффузивов и тяготеет к областям длительного поднятия, осложненного процессами рифтогенеза.

Однако длительность и суммарная амплитуда предшествующих магматизму погружений на разных платформах далеко не одинаковы. Так, под покровом триасовых базальтов Сибирской платформы распространены осадки всех периодов палеозоя общей мощностью до 7 км, а под юрскими и меловыми базальтами вышеуказанных областей Южной Америки и Африки — в основном отложений девонского, каменноугольного, пермского и триасового периодов общей мощностью в бассейне Параны до 4,0 км [Sanford, Lange, 1960; Rüefli, 1966; и др.] и Карру — более 6,0 км [Уокер, Польдерварт, 1950; Бишоп, Ван Иден, 1973; и др.]. При этом бассейн Параны имеет практически замкнутый контур с максимальной мощностью осадочной толщи в его центральной части, а под базальтовыми плато Сибирской и юга Африканской платформ мощность осадочного чехла увеличивается в сторону смежных складчатых зон (соответственно Таймырской и Капской). Следовательно, первый тип базальтовых плато формируется в достаточно различной историко-тектонической обстановке, хотя и приурочен обычно к областям со значительной мощностью подстилающих осадочных пород.

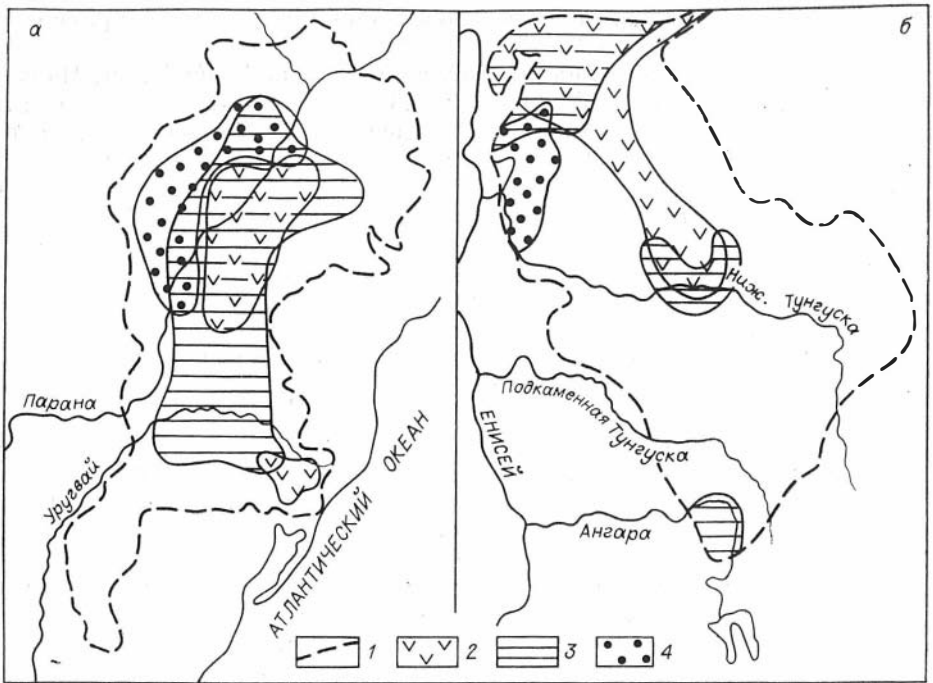


Рис. 1. Соотношения зон повышенных мощностей туфогенно-эффузивных и осадочных пород в бассейнах Параны (а) и Тунгусском (б).

1 — контуры современного распространения туфогенно-эффузивных образований; 2—4 — зоны повышенных мощностей туфогенно-эффузивных образований (2), всего осадочного выполнения бассейнов (3) и верхней его части (4).

В отношении нефтегазоносности первостепенный интерес представляют территории распространения базальтовых плато первого типа, так как под ними благодаря широкому развитию мощной толщи осадочных пород условия для формирования крупных скоплений углеводородов наиболее благоприятны.

Выявление вероятных зон интенсивной генерации углеводородов в подстилающих базальтовое плато отложениях во многом определяется характером изменения их мощностей. Поэтому особое значение приобретает изучение связей особенностей строения туфогенно-эффузивных образований с мощностями нижележащей осадочной толщи. В этом отношении максимально информативен в настоящее время бассейн Параны, где на территории базальтового плато площадью более 400 тыс. км<sup>2</sup> пробурен целый ряд глубоких скважин, образующих субперпендикулярные региональные профили. Анализ опубликованных данных [Sanford, Lange, 1960; Rüefli, 1966; Кампуш и др., 1978] показывает, что области максимальной мощности туфогенно-эффузивных (1,0—1,5 км) и подстилающих осадочных (>3,0 км) образований в бассейне Параны практически совпадают (рис. 1, а). Исключение составляют лишь непосредственно подстилающие базальты континентальные грубозернистые песчаники с прослоями конгломератов, а в основании и глины общей мощностью до 700 м (формации Боту-Кату и Санта-Мария).

Под базальтовым плато Тунгусского бассейна осадочная толща вскрыта лишь частично в отдельных глубоких скважинах. Однако, судя по изменению мощностей дотрапшовых отложений в бортовых зонах бассейна и результатам региональных геофизических работ в его центральных районах, максимальные (>1,5—2,5 км) мощности триасовых туфогенно-эффузивных пород приурочены к области увеличения (до 6 км) суммарной мощности палеозойских отложений. Интересно, что так же, как и в бассейне Параны, общие тенденции в изменении мощностей туфогенно-эффузив-



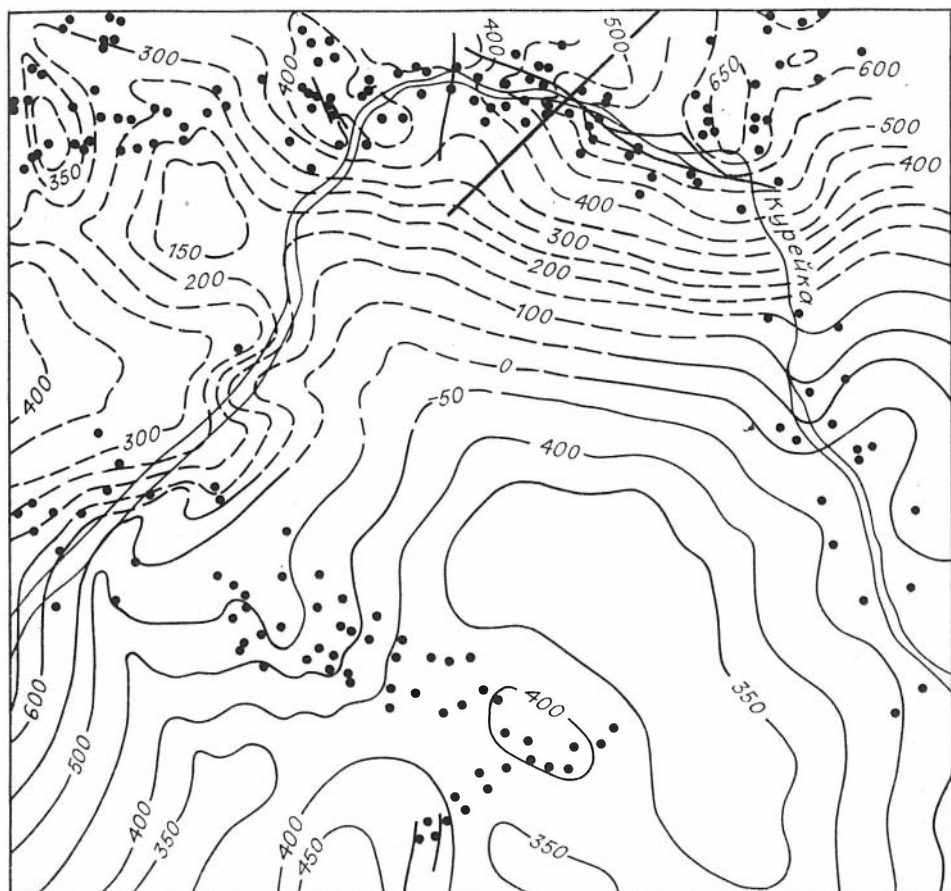


Рис. 2. Структурная карта среднего течения р. Курейки по маркирующим покровам триасовых базальтов. Составили В. С. Старосельцев, В. М. Лебедев, А. В. Мигурский, 1976 г.

1 — точки барометрической привязки маркирующих покровов базальтов; изогипсы подошвы: 2 — надайяского покрова, 3 — ягалийского покрова, 4 — разрывные нарушения; 5 — дайки долеритов.

ных и осадочных палеозойских (за исключением непосредственно подстилающих трапповый комплекс терригенных угленосных) образований сохраняются (см. рис. 1, б).

Следовательно, намечаются определенные закономерности в соотношении мощностей изверженных и ранее накопленных осадочных пород. В обоих описанных случаях суммарная мощность осадочной толщи в 2,0—2,5 раза превышает общую мощность перекрывающего траппового комплекса, а наибольшие отклонения в характере изменения мощностей фиксируются для наиболее молодых терригенных отложений. К сожалению, полученные выводы нельзя проверить на материалах бассейна Карру, где сохранившееся от эрозии базальтовое плато Драконовых гор имеет крайне ограниченную (~25 тыс. км<sup>2</sup>) площадь и совершенно не изучено глубоким бурением. Вместе с тем можно полагать, что выявленные на примере бассейнов Параны и Тунгусского связи не случайны и отражают общие тектонические закономерности проявления траппового магматизма, характерные для территорий развития базальтовых плато первого типа.

Создание благоприятных для нефтегазообразования термобарических обстановок на территории распространения базальтовых плато первого

типа предопределялось не только интенсивным дотрапповым осадконакоплением, но и погружением перспективных горизонтов в результате накопления туфогенно-эффузивных пород. Анализ фактического материала показал [Основы..., 1969; Старосельцев, 1974], что в пределах Тунгусской синеклизы к концу накопления триасового туфогенно-эффузивного комплекса его подошва представляла собой крупный прогиб, шарнир которого погружался в северо-западном направлении. Мощности триасовых образований на бортах прогиба не превышали 1,0—1,5 км, а в осевой зоне достигали 2,5—3,0 км. Можно предполагать, что и в бассейнах Параны и Карру накопление изверженных пород сопровождалось значительным погружением дотрапповых отложений. Такое погружение наряду с региональным и локальным повышением температур за счет магматического расплава должно было резко интенсифицировать процессы отщепления углеводов.

Таким образом, изучение палеомощностей изверженных образований важно не только для предварительной оценки мощностей подстилающей осадочной толщи, но и для прямой оценки степени метаморфизма органического вещества, а следовательно, условий генерации углеводов.

Миграция и накопление нефти и газа в значительной мере контролируются особенностями современного и палеоструктурного планов перспективных горизонтов. В их расшифровке существенную помощь может оказать анализ тектонических особенностей туфогенно-эффузивных образований.

Современная структура любого базальтового плато может быть изучена путем картирования гипсометрического положения слагающих его покровов. При этом особая роль принадлежит мощным (>40 м) покровам анамезитов или микродолеритовых базальтов, иногда с гломеропорфировой структурой, обладающих тонкостолбчатой ( $\varnothing$  15—20 см) извилистой (веерообразной) отдельностью. На Сибирской платформе такие покровы фиксируются в разрезе туфогенно-эффузивного комплекса через 150—200 м и прослеживаются на десятки и сотни квадратных километров [Межвилк, 1962; Лебедев, Старосельцев, 1967; и др.]. Мощность как самих маркирующих покровов, так и разделяющих их образований достаточно выдержана и обычно претерпевает лишь малоградиентные региональные изменения. Под некоторыми из этих покровов повсеместно лежат горизонты (мощностью ~5—10 м) туфогенно-осадочных пород с многочисленными растительными остатками и параллельной слоистостью, что свидетельствует о субгоризонтальном (близком к палеобазису эрозии) положении поверхности в период излияния трапповой магмы.

Описанные особенности строения разрезов туфогенно-эффузивного комплекса Тунгусского бассейна позволяют считать, что в период траппового магматизма на фоне региональных опусканий не происходило формирования контрастных дислокаций. Поэтому современная дислоцированность пород триасового структурного яруса в основном результат посттрапповых тектонических движений.

Достаточно полное представление о характере современных дислокаций туфогенно-эффузивных образований во внутренних районах Тунгусского бассейна дает фрагмент структурной карты подошв надаянского и ягтайского маркирующих покровов [Основы..., 1969], приведенный на рис. 2. Анализ этого рисунка показывает, что дислокации базальтовых покровов имеют типично платформенный характер с углами наклона крыльев от первых десятков минут до  $1,5^\circ$ .

Относительная роль пликативных и дизъюнктивных дислокаций в современном структурном плане траппового комплекса далеко не одинакова. На рис. 2 вынесены разрывы, которые после дешифрирования на аэрофотоснимках подтверждены при изучении обнажений. Большинство из них оказалось типичными диаклазами с амплитудами продольных перемещений, не превышающими первых метров. Лишь у единичных разрывов

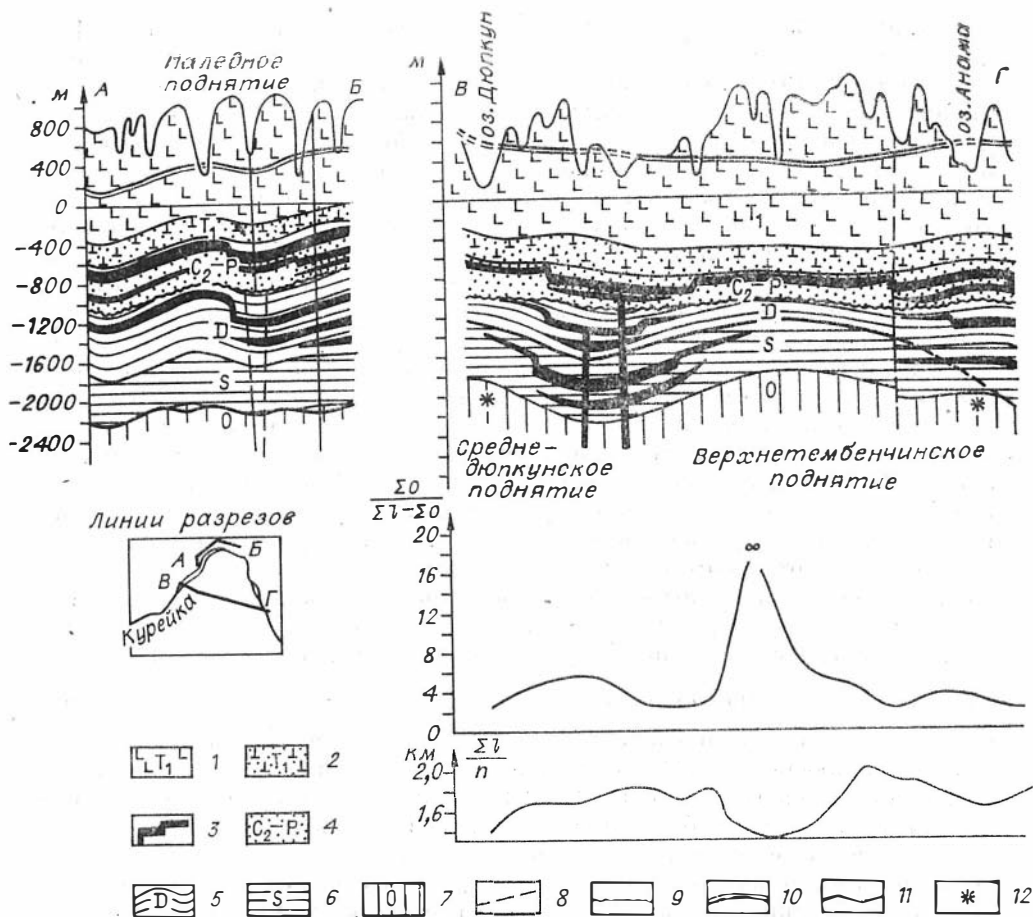


Рис. 3. Предварительные геолого-геофизические разрезы по линиям А — Б (а) и В — Г (б). Составили В. С. Старосельцев, В. М. Лебедев, Л. А. Кучай, 1978 г.

Породы: 1—3 — триаса (1 — базальты, 2 — туфогенно-осадочные, 3 — долериты); 4 — верхнего палеозоя, 5 — девона, 6 — силура, 7 — ордовика; 8 — разрывные нарушения; 9 — основное несогласие; 10 — маркирующие покровы базальтов; 11 — опорные сейсмические горизонты по данным А. С. Ткача для разрезов А—Б и В. Л. Кузнецова, Ю. Г. Зайцева для разреза В—Г; 12 — положение сейсмических горизонтов по отдельным зондированиям МОВ (по А. С. Ткачу);  $\Sigma l$  — суммарная протяженность и  $n$  — общее количество разрывных нарушений, выделенных при дешифрировании аэрофотоснимков в пределах квадрата площадью 36 км<sup>2</sup>;  $\Sigma O$  — суммарная протяженность разрывных нарушений, отклоняющихся от региональных направлений.

вертикальная составляющая достигает амплитуды 10—20 м, а горизонтальная — 100 м (например, разрыв вблизи северной рамки (см. рис. 2)). Такие перемещения хорошо видны на крупномасштабных аэрофотоснимках. Однако среди многочисленных разрывов, выделенных при дешифрировании аэрофотоснимков базальтового плато Тунгусского бассейна, практически нет заметных признаков продольного смещения. Обычно наиболее существенные изменения гипсометрического положения базальтовых покровов обусловлены их пликативным изгибом.

Размеры пликативных дислокаций изменяются в широких пределах: от нескольких десятков тысяч до 1 км<sup>2</sup>. На отдельных участках наблюдаются пликативные формы, не превышающие в поперечнике даже первых десятков метров при амплитуде 1—2 м. Разница же абсолютных отметок шарниров смежных пликативных положительных и отрицательных форм I—II порядков иногда превышает 1,0—1,5 км.

Сравнительный анализ интенсивности формирования структур на различных этапах тектонического развития хорошо изученного Норильского района (северо-западная окраина Тунгусского бассейна) показывает, что амплитуды посттрапповых движений во многих случаях превосходили

суммарный эффект палеозойских. Поэтому очень часто основные черты дислокаций триасовых базальтов прослеживаются здесь без существенных изменений и в глубоко залегающих породах палеозоя. К сожалению, внутренние районы Тунгусского бассейна изучены еще крайне слабо. В северной его части, наиболее перспективной на нефть и газ, до сих пор не пробурено ни одной скважины. Однако уже первые сейсморазведочные (МОВ и МПВ) работы позволили предварительно сравнить структурные планы триасовых и палеозойских горизонтов. При этом выявлено нередко довольно хорошее совпадение пространственного положения и знака пликативных форм на разных уровнях. Один из примеров такого совпадения показан на разрезе (рис. 3, а), который построен с учетом геолого-геофизических данных по району не только самого профиля, но и близлежащих участков на бортах Тунгусской синеклизы, где палеозойские отложения доступны изучению в естественных обнажениях и кернах скважин.

Вместе с тем в результате указанного сравнения установлены и явные несовпадения структурного плана триасовых и палеозойских (начиная с девона) горизонтов (рис. 3, б). Выявление поднятий палеозойских пород под отрицательными структурами триасового туфогенно-эффузивного комплекса имеет большое значение для успешного проведения нефтегазописковых работ. Поэтому была предпринята попытка разработать методiku прогноза таких поднятий до постановки геофизических и буровых работ [Старосельцев и др., 1979]. Необходимо подчеркнуть, что намечается довольно тесная связь с погребенными поднятиями аномально низких значений средней протяженности ( $\frac{\Sigma l}{n}$ , см. рис. 3, б) разрывов, выделенных по аэрофотоснимкам, и увеличение среди них относительной роли разрывов, отклоняющихся ( $\Sigma \theta$ ) от типичных региональных направлений. Это позволяет надеяться, что комплексирование структурно-геологической съемки маркирующих базальтовых покровов со статистической обработкой векторных величин дизъюнктивных нарушений, выделяемых по аэрофотоснимкам, создаст основу для рационального размещения дорогостоящих геофизических, а в конечном итоге и буровых работ на нефть и газ.

Анализ современной гипсометрии маркирующих покровов базальтов позволяет также с достаточно высокой точностью определить суммарную амплитуду посттрапповых тектонических движений, что имеет немаловажное значение при изучении процессов миграции углеводородов и переформирования их залежей [Старосельцев, 1978].

Все изложенное свидетельствует о том, что всестороннее изучение тектоники базальтовых плато позволяет предварительно оценивать многие факторы, контролирующие нефтегазонакопление, и тем самым в значительной мере облегчать поиски месторождений нефти и газа в глубокозалегающих осадочных горизонтах.

#### ЛИТЕРАТУРА

- Бишоп Д. У., Ван Иден О. Р. Южная Африка. Объяснительная записка к тектонической карте. — В кн.: Тектоника Африки. М.: Мир, 1973, с. 477—502.
- Геология и перспективы нефтегазоносности Тунгусской синеклизы и ее обрамления/Под ред. В. Д. Козырева. Л.: Недра, 1968. 280 с.
- Геология и экономика месторождений редких элементов государств Индия и Шри Ланка/С. Е. Колотухина, В. М. Моралев, Г. А. Топунова и др. М.: Наука, 1975. 152 с.
- Дю Тойт А. Геология Южной Африки. М.: ИЛ, 1957. 490 с.
- Кампуш К., Пошти Ф., Миура К. Геология Бразильской континентальной окраины. — В кн.: Геология континентальных окраин. М.: Мир, 1978, т. 2, с. 145—160.
- Кришнан М. С. Геология Индии и Бирмы. М.: ИЛ, 1954. 424 с.
- Лебедев В. М., Старосельцев В. С. О методах стратификации образований Тунгусской синеклизы. — Геол. и геофиз., 1967, № 4, с. 109—112.
- Макаренко Г. Ф. Базальтовые поля Земли. М.: Недра, 1978. 148 с.
- Межвиляк А. А. Маркирующие горизонты среди эффузивных траппов Сибирской платформы. — Геол. и геофиз., 1962, № 4, с. 68—75.

- Муратов М. Ф.* Тектоника Индийской платформы и сравнение ее развития с Восточно-Европейской.— Изв. АН СССР. Сер. геол., 1964, № 10, с. 10—29.
- Основы геологии и нефтегазоносность запада Сибирской платформы/Под ред. Э. Э. Фогтади.* Л.: Недра, 1969. 272 с.
- Оффман П. Е.* Тектонические условия траппового магматизма на Сибирской платформе.— В кн.: Базальты плато. М.: Наука, 1964, с. 27—38.
- Старосельцев В. С.* Тектоника Тунгусской синеклизы.— В кн.: Вопросы тектоники древних платформ. Новосибирск: Наука, 1974, с. 47—59.
- Старосельцев В. С.* Влияние посттрапповых тектонических движений на миграцию углеводородов в Тунгусской синеклизе.— Геол. и геофиз., 1978, № 9, с. 49—57.
- Старосельцев В. С., Кучай Л. А., Соколова Н. П.* О выделении погребенных поднятий Тунгусской синеклизы на основе анализа разрывов базальтовых покровов.— В кн.: Новые данные по тектонике нефтегазоносных областей Сибири. Новосибирск, 1979, с. 40—43.
- Трофимчук А. А.* Перспективы поисков нефти и газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке.— Геол. нефти и газа, 1974, № 5, с. 15—22.
- Уокер Ф., Польдерварт А.* Долериты Южно-Африканского Союза. М.: ИЛ, 1950, с. 8—182.
- Хаин В. Е.* Региональная тектоника. М.: Наука, 1971. 548 с.
- Хаин В. Е.* Общая геотектоника. М.: Недра, 1973. 511 с.
- Хоутон С. Г.* Африка южнее Сахары. М.: Мир, 1966. 365 с.
- Шейнманн Ю. М.* Некоторые закономерности распространения вулканических явлений на платформах.— В кн.: Материалы по региональной геологии, 1965, вып. 2, с. 136—157.
- Rüefli W.* Das Paranabecken, ein Spezialfall in der erdölgeologische Exploration.— Bull. Ver. Schweiz. Petrol. Geol. U.— Ing., 1966, v. 32, N 83, S. 41—59.
- Sanford R. M., Lange F. W.* Basin-study approach to oil evaluation of Parana miogeosyncline, South Brasil.— Bull. Amer. Ass. Petr. Geol., 1960, v. 44, N 8, p. 1316—1370.

Д. И. ДРОБОТ, В. И. ГОРОДНИЧЕВ

## ЭПИГЕНЕЗ НАФТИДОВ В РИФЕЙ-ВЕНДСКИХ И КЕМБРИЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ЮГА СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Образование вязких и твердых битумов в естественных условиях связано с принципиально различными в генетическом смысле процессами [Гольдберг, 1973, 1975; Баженова и др., 1978; Зарицкая, Зарицкий, 1962; Конторович и др., 1978; Основы генетической классификации..., 1964; и др.]. К основным из них можно отнести следующие:

1. Окисленные нефти в зоне гипергенеза.
2. Катагенетическое превращение ее скоплений при погружении в зону более жестких термобарических условий.
3. Изменение нафтидов в резервуарных породах в процессах латеральной миграции.
4. Изменение аккумулярованных форм нафтидов под влиянием стадийности процесса нефтегазообразования.
5. Процессы нафтоидогенеза.

В исследуемом регионе установлены многочисленные проявления вторичных битумов от промышленного насыщения пластов-коллекторов до незначительных включений в кавернах и порах пород и в виде примазок по макро- и микротрещинам. Выявленные битумопроявления включают практически весь классификационный спектр асфальтовых битумов от нефтей до высших керитов и антраколитов. Обусловлено это весьма сложной и длительной историей развития района. В целом для осадочного чехла юга платформы намечается устойчивая приуроченность основных битумопроявлений к базальным регионально нефтегазоносным комплексам: терригенному (ушаковско-нижнемотский) и сульфатно-карбонатному (средне-верхнемотский — осинский). Этому обстоятельству

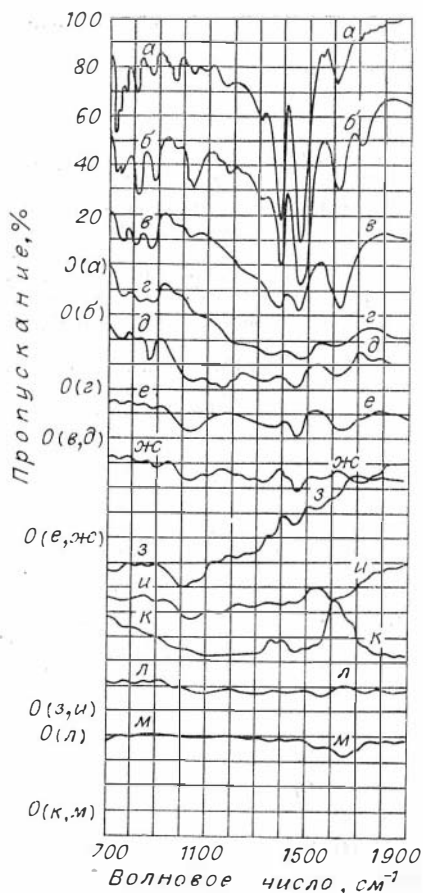


Рис. 1. Инфракрасные спектры поглощения жидких и твердых нефтядов рифей-вендских и кембрийских отложений южной части Сибирской платформы.

а — нефть, б — мальта, в — низший керит (альбертит),  $R_a = 5,5\%$ , г — высший керит (импсонит),  $R_a = 9,1\%$ , д — низший импсонит,  $R_a = 6,7\%$ ; е — высший импсонит,  $R_a = 7,9\%$ ; ж — высший импсонит,  $R_a = 8,0\%$ ; з — высший импсонит,  $R_a = 8,2\%$ ; и — высший импсонит,  $R_a = 10,0\%$ ; к — высший импсонит,  $R_a = 11,0\%$ ; л — низший антраксолит,  $R_a = 12,8\%$ ; м — графит.

благоприятствует залегание основных нефтегазопроизводящих и нефтегазовмещающих отложений под регионально развитой толщей соленосных пород. Существенное расширение стратиграфического диапазона битумопроявлений вплоть до поверхностных выходов отмечается только на участках, где целостность регионального экрана нарушена (дизъюнктивные нарушения, трубки взрыва и т. д.) или значительно сокращена его мощность.

Ниже остановимся на характеристике твердых и нерастворимых разновидностей нефтяных битумов, представленных образованиями двух главных генетических линий битумогенеза: нефтядами и нефтоидами [Основы..., 1964].

Слаборастворимые и нерастворимые разновидности нефтядов в венд-кембрийских отложениях представлены в основном классом керитов.

Антраксолиты локализуются в зонах максимальных палеопогружений фундамента платформы, где палеотемпературы достигали наибольших значений. Асфальты и асфальтиты более характерны для зон гипергенного изменения нефтей.

Интересно проследить изменение состава жидких и твердых битумов по мере увеличения степени их карбонатизации. Такой анализ уже проведен для битумов гипергенного ряда [Конторович и др., 1978]. Состав битумов катагенетического ряда меняется несколько иначе. В первом случае, в ряду: нефти → мальты → асфальты → кериты (оксикериты) наблюдается уменьшение содержания углерода (от 85 до 75%) и водорода и увеличение гетероэлементов (от десятых долей процента в нефтях до 20% в оксикеритах). Во втором — для этой же последовательности отмечается новое увеличение содержания углерода уже начиная с низших керитов, которое достигает максимальных значений в антраксолитах (>90%). Наблюдается также общее уменьшение концентрации гетероэлементов от 8–10 в низших керитах до 3–4% в высших керитах — низших антраксолитах. Количество водорода устойчиво уменьшается до 3–4%. По данным ИК-спектроскопии, наиболее существенные изменения происходят между нефтями, мальтами и низшими керитами. В этом диапазоне резко снижается концентрация углеводородных компонентов (рис. 1, а, б, в). Уже начиная с низших керитов-альберитов (см. рис. 1, в), в групповом составе доминируют высококонденсированные ароматические соединения. Арены моно-, би- и трициклического состава присутствуют в подчиненном количестве, с некоторым преобладанием последних (триплет в области 700–900 см<sup>-1</sup>).

С увеличением степени карбонатизации битумов, устанавливаемой по возрастанию их отражательной способности ( $R_a$ ), происходит постепен-

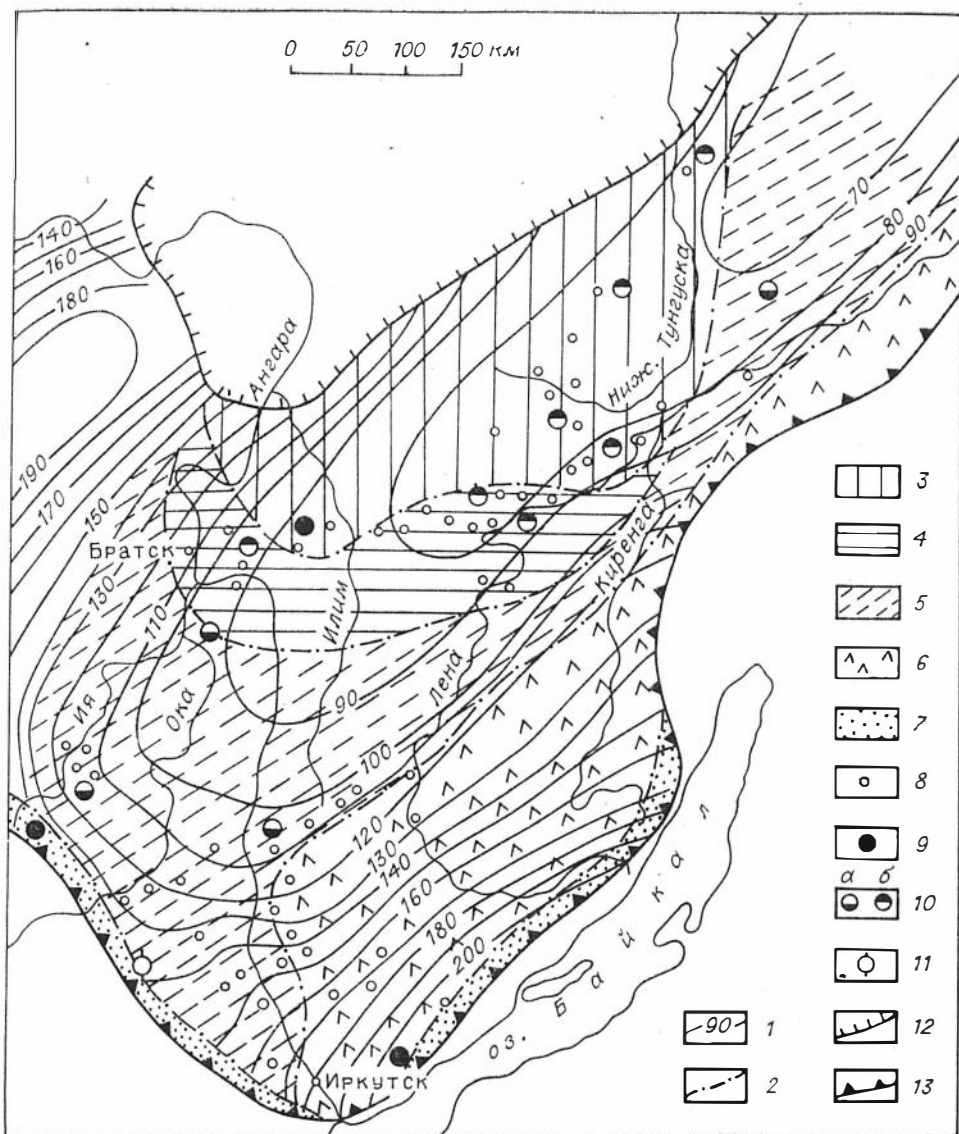


Рис. 2. Зональность проявления доминирующих процессов эпигенетического изменения нефтидов в рифей-вендских отложениях юга Сибирской платформы.

1 — палеоизотермы максимального теплового потока, связанного с региональным метаморфизмом; 2 — границы зон доминирующего развития различных эпигенетических процессов; 3—7 — зоны: 3 — нефтоидогенеза, 4 — гибридного генезиса, 5 — фазовой дифференциации, 6 — миграционных потерь, 7 — гипергенеза, 8 — площади и отдельные скважины глубокого бурения, 9 — антракосолиты, 10 — кериты (а — низшие, б — высшие); 11 — оксикериты; 12—13 — границы Тунгусской синеклизы (12) и платформы (13).

ное снижение интенсивности всех полос поглощения, связанных с ароматическими структурами, при одновременном возрастании общей плотности поглощения (см. рис. 1, г—к). Высококарбонатизированный битум ( $R_a = 12,8\%$ ) характеризуется слабодифференцированным ИК-спектром, близким к спектру графита (см. рис. 1, л, м). Следовательно, прогрессивное изменение битумов сопровождается накоплением предельно конденсированных карбоидных соединений.

В осадочном чехле региона ведущую роль, по мнению авторов, сыграли следующие процессы.



**Процессы нефтидогенеза.** К этой группе отнесены все изменения, претерпеваемые нефтью при воздействии разнообразных экзогенных факторов. В интересующем нас комплексе отложений наиболее распространены: 1) фильтрационный отсев конденсированных компонентов нефтей в виде путевых потерь в процессе латеральной миграции; 2) фазовая дифференциация нефтей в залежах; 3) гипергенное их окисление.

В силу особенностей геологического и тектонического развития региона названные процессы проявились в пределах его территории дифференцированно, что позволило наметить зональность их преобладающего распространения (рис. 2).

Зона преимущественного образования битумов миграционных потерь приурочена к области наиболее интенсивного развития процессов нефтегазогенерации и миграции углеводородов (УВ), охватывающей погруженные и бортовые части Предбайкальского палеопрогиба и Ньюско-Джербинской депрессии. Для этой зоны отмечается значительное преобладание нерастворимых разностей битумов (0,4—1,0%) над растворимыми (0,004—0,007%), содержание которых лишь на отдельных локальных участках достигает 0,015—0,019%. Сами растворимые битумы имеют вязкую консистенцию, а в их компонентном составе содержится масел 24—35,7%, смол бензольных — 7—17, спиртобензольных — 32—50, асфальтенов — 3,2—26,1%. В некоторых случаях (Христофоровская, Нитикская, Космическая площади) фиксируются битумы, в которых доля масел возрастает до 52% и соответственно снижается количество смолисто-асфальтеновых компонентов. В элементном составе битумов устанавливается пониженное количество углерода и повышенное — гетероэлементов. Нерастворимые битумы насыщают псаммитовые разности пород терригенного комплекса, образуя в них довольно высокий фон содержания  $C_{орг}$ . Элементный состав нерастворимого концентрата, выделенного из песчаников Коркинской площади, характеризуется высоким содержанием углерода (91,44%), низким — водорода (3,44%) и гетероэлементов (5,12%), что позволяет отнести его к низшим антракосолитам. В более погруженных частях палеопрогиба следует ожидать появления еще более метаморфизованных разностей.

В данной зоне нерастворимые битумы имеют региональный характер развития. Их образование, по-видимому, следует связывать с естественным фракционированием жидких УВ в условиях затрудненной фильтрации по коллекторским породам. При этом в разной степени проявились процессы сорбционного характера и природной хроматографии, которые вызывали осаждение смолисто-асфальтеновых компонентов в поровом пространстве пород и на глинистом веществе цемента. В последующем выпавшие в твердую фазу битумы подвергались воздействию новых порций мигрирующих УВ, «вымывавших» из них остатки подвижных компонентов. Это обеспечивало накопление в остаточной части битумов наиболее полярных соединений типа карбенов и карбоидов.

Битумы миграционных потерь, как правило, наиболее высокометаморфизованы, так как они становятся составной частью пород на довольно ранних стадиях их литогенеза и наравне с ними подвергаются воздействию факторов регионального (геотермального) метаморфизма.

Вторая зона (см. рис. 2) охватывает центральную часть Ангаро-Ленской ступени. В ее пределах в позднекембрийское время существовали крупные участки аккумуляции УВ. В последующие этапы геологической истории многие структурные ловушки этой зоны оказались расформированными в связи с инверсионной перестройкой прибортовых участков платформы. Как показывает фактический материал, изменение нефтидов в залежах в пределах рассматриваемой зоны началось еще на доинверсионной стадии. В результате этих изменений образовались крупные скопления твердых битумов, в основном обнаруживающие контроль со стороны структурных палеоловушек.

Главными причинами формирования битумных аномалий послужили процессы фазовой дифференциации нефтей в залежах. В основе этих процессов могли лежать явления двойного характера. В первом случае — влияние процесса их природной деасфальтизации парафиновыми УВ газоконденсатных систем, при внедрении последних в исходные нефтяные скопления на более поздних этапах нефтегазообразования [Гольдберг, 1973, 1975; Конторович и др., 1978]; во втором — выделение смолисто-асфальтеновых компонентов нефти в твердую фазу за счет ухудшения их растворимости и увеличения цикличности в связи с потерей залежью значительной части летучих и легкокипящих фракций в результате диффузии или струйной миграции через кровлю ловушки. Однако часто наблюдаемая ассоциация скоплений твердых нефтидов с газовыми залежами позволяет считать, что решающую роль при их образовании играли все же процессы деасфальтизации нефтей газоконденсатными системами.

Битумы этой группы характеризуются по сравнению с первой зоной более высокими концентрациями хлороформенных экстрактов (0,01—0,05%) и несколько пониженными фоновыми значениями карбоновых соединений (0,08—0,30%). В то же время в пределах локальных скоплений концентрации последних возрастают до 0,5—1,0%.

Хлороформенные экстракты этой зоны содержат масел 49—77,4%, бензольных смол — 5,2—12,8, спиртобензольных — 6,1—25,8 и асфальтенов 3,3—17,3%. Нерастворимые битумы парфеновского горизонта Мамырской площади имеют следующий элементный состав: С — 89,4%, Н — 6,3, О + N + S — 4,3%. При нагревании они размягчаются, что позволяет отнести их к низшим керитам. Очень близки к ним по составу и физическому состоянию твердые битумы Южно-Радуйской, Шамановской, Добчурской и других площадей Ангаро-Ленской НГО.

Твердые битумы рассматриваемой зоны представляют собой черное углеподобное вещество с восковым или жирным блеском. Твердость низкая, 2—3 по шкале Мооса. Обычно они не образуют самостоятельных скоплений и формы их нахождения в породах унаследованы от жидких флюидов, выполняющих поры, пустоты и трещины. Иногда, совместно с твердыми разновидностями, присутствуют жидкие битумы типа малът.

Наличие в отложениях терригенного комплекса венда крупных скоплений твердых битумов, приуроченных к палеоловушкам, указывает на довольно значительную разрушенность древних нефтяных залежей Ангаро-Ленской НГО. Пространственное положение выявленных битумных аномалий в основных резервуарах терригенного комплекса — в песчаниках боханского и парфеновского горизонтов — приведено на рис. 3, а, б. Отчетливо намечается приуроченность крупнейших аномалий к древней зоне нефтегазоаккумуляции, располагавшейся в районе Окино-Ангарского междуречья и связанной с ранее существовавшим здесь палеосводом, а также к локальным структурным палеоловушкам зоны Верхнеангарских дислокаций (Южно-Радуйской, Атовской и др.).

Предпринятая авторами ориентировочная оценка емкости отдельных битумных аномалий показала, что в продуктивных горизонтах Ангаро-Ленской НГО содержатся скопления твердых битумов от 200 млн. т до 1,5—2 млрд. т. Самое значительное скопление, представляющее собой, по-видимому, группу более мелких аномалий, не дифференцирующихся на данной стадии изученности, наблюдается в песчаниках боханского горизонта в междуречье Оки и Ангары.

Часть битумных скоплений рассматриваемой зоны была изменена также в результате термического воздействия, связанного с тектоно-магматической активизацией Сибирской платформы в верхнем палеозое — мезозое. Так, битумные скопления, тяготеющие к границе области интенсивного траппового магматизма, имеют, как правило, более метаморфизованный характер. Они часто достигают стадий высших керитов, а иног-

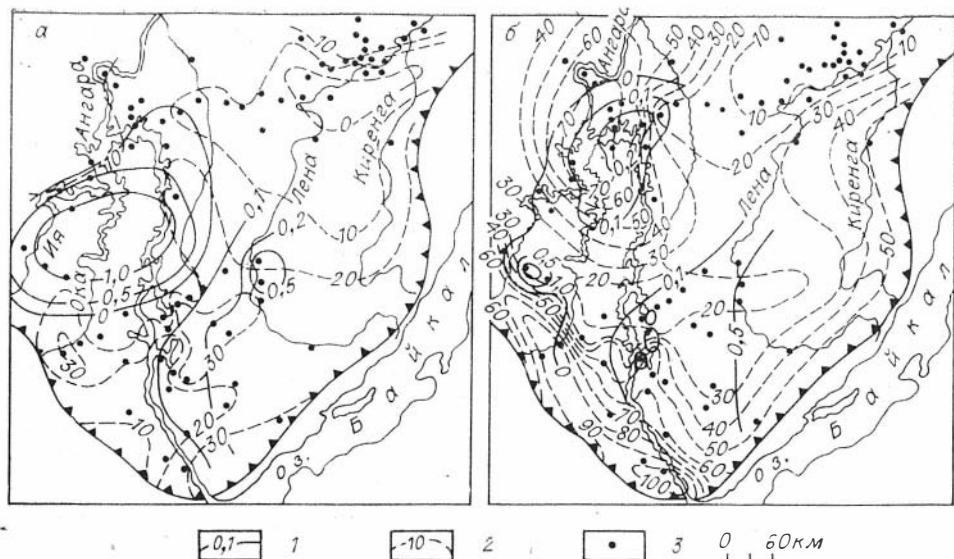


Рис. 3. Схема распространения аллохтонного органического углерода в песчаниках боханского (а) и парфеновского (б) горизонтов.

1 — изолинии концентраций аллохтонного  $C_{org}$ ; 2 — градиент-изопахиты песчаников; 3 — скважины глубокого бурения.

да и низших антраксолитов. Поэтому полоса, протягивающаяся на юге вдоль границы Тунгусской синеклизы и далее на северо-восток по склону Непского свода, выделена как зона битумов гибридного генезиса (см. рис. 2).

Особую генетическую линию битумов составляют продукты гипергенного изменения нефтей и их производных в аэробных условиях. Они довольно широко распространены в северной и северо-восточной частях Сибирской платформы (районы Анабарской и Алданской антеклиз), где отсутствует мощный соляной экран, препятствующий в других районах платформы развитию процессов вертикальной миграции УВ.

Битумы, образовавшиеся в зоне гипергенеза, обычно представлены классами малых и асфальтов. Окисленные высококарбонатизированные битумы встречаются сравнительно редко.

Во внутренних районах платформы широко распространена другая разновидность битумов гипергенного ряда, образование которой связано с процессами криптогипергенного изменения нафтидов в анаэробных условиях при восстановительном эпигенезе красноцветных пород. В связи с широким распространением в толще вендского терригенного комплекса красноцветных пород, явление криптогипергенного окисления миграционных нафтидов проявилось в крупных масштабах, особенно в ее юго-западных районах, где красноцветы слагают от 50 до 100% терригенного разреза. Сущность химических превращений, протекающих при восстановительном эпигенезе красноцветных пород с участием аллохтонных нафтидов, пока еще не вполне ясна. По опубликованным данным [Багин, Малумян, 1976], в породах, пропитанных нефтью, наблюдается изменение железосодержащих минералов, сопровождающееся новообразованием магнетита и сидерита.

Представление о масштабности потерь аллохтонных нафтидов, исходя из уравнения материального баланса [Страхов, Залманзон, 1955], при восстановительном эпигенезе пород дает ориентировочная их оценка для района Ангаро-Илимского междуречья. Расчеты показывают, что на эпигенетическое восстановление песчаников парфеновского горизонта здесь было израсходовано около 2 млрд. т исходной нефти.

**Процессы нефтоидогенеза.** К группе нефтоидов принято относить битумы, образование которых связано с глубокой термической деструкцией органического вещества при воздействии на него различных эндогенных факторов [Основы..., 1964].

Битумы нефтоидного ряда в пределах юга Сибирской платформы приурочены, главным образом, к области интенсивного развития траппового магматизма, охватывающей территорию Тунгусской синеклизы и сопредельных с ней участков Ангаро-Ленской ступени и Непско-Ботуобинской антеклизы. Нефтоиды, встречающиеся в этих районах, существенно отличаются по морфологическим особенностям от битумов центральных районов Иркутского НГБ, описанных выше. Для них характерна изометричная, каплевидная форма включений. В породах они обычно встречаются разрозненно и изолированно друг от друга. Большинству включений свойственна в разной степени выраженная микропористая текстура. Характер контактов включений с вмещающей породой всегда ясный и резкий. Нефтоиды имеют черный цвет, обладают металловидным смоляным блеском и раковистым изломом. Твердость битумов по шкале Мооса около 3 ед. В отраженном свете цвет их серый, стально-серый, у высококарбонатизированных разновидностей ( $R_a=9\%$ ) — желтовато-белый; с конденсатором темного поля — всегда черный. Нефтоиды этой зоны совершенно не растворяются в органических растворителях.

Важной количественной характеристикой твердых битумов является их отражательная способность. Использование этого параметра в качестве показателя степени карбонатизации битумов было предложено по аналогии с витринитом, для которого установлено наличие подобной зависимости [Палеотемпературы..., 1975]. В нашем случае применение этой зависимости позволило перейти к палеотемпературам (см. таблицу).

По результатам оптического исследования твердых нефтоидов, извлеченных из вендских терригенных пород в полосе, протягивающейся вдоль борта Тунгусской синеклизы от р. Ангары до р. Нижней Тунгуски, их отражательная способность изменяется в довольно широких пределах — от 7,0 до 15,6% (см. таблицу). Элементный состав нефтоидных битумов средней стадии превращенности ( $R_a = 7,9\%$ ) представлен (Ярактинская скв. 21, гл. 2732 м): С — 82,49%, Н — 6,3, О + N + S — 8,33%. Перечисленные особенности позволяют отнести нефтоиды Непско-Ботуобинской антеклизы к продуктам высшей карбонатизации битумов — к низшим и высшим импсонитам класса керитов.

Приуроченность высококарбонатизированных битумов к пограничной полосе области развития траппового магматизма, по-видимому, не оставляет сомнений в отношении причастности к их образованию магматических процессов. Источниками термического воздействия на нефтиды наряду с явлениями контактового метаморфизма могли служить также и гидротермальные процессы. Причем в последнем случае максимум термического воздействия должен был приходиться на пласты-коллекторы, а минимум — на экраны. В этой связи вероятность изменения аккумулярованных нефтидов — весьма значительна. Вместе с тем в случае причастности гидротермальных процессов к преобразованию исходных нефтидов следы их деятельности должны быть достаточно отчетливо выражены также и во вмещающих породах. В этом отношении значительный интерес представляет зона Ярактинско-Аянского керитопроявления.

Отдельными глубокими скважинами этой зоны (7,31) в отложениях терригенного комплекса (ярактинская пачка) были вскрыты амагматические флюидизационные брекчии гетерогенного состава, уходящие своими корнями в кристаллический фундамент. В структуре осадочных отложений брекчиевое сооружение выражено в виде небольшого купола размером  $10 \times 14$  км с амплитудой около 50 м (рис. 4), который, видимо, и очерчивает взрывное сооружение.

Значение отражательной способности (Ra) твердых битумов из вендских терригенных отложений и пород кристаллического фундамента

Площадь	№ скв.	Глубина отбора, м	Вмещающая порода	Отражат. способность на воздухе, Ra, % ( $\lambda = 54,6$ мкм)	Значение палеотемпературы, $\approx$ °C
Ярактинская	21	2732,0	Крист. сланец	7,9	155
	21	2732,5	»	7,9	155
	21	2733,6	»	8,0	160
	9	2631,9	Песчаник	10,6	235
	9	2632,4	Конгломерат	11,0	245*
Аянская	62	2645,0	»	10,0	225
	62	2647,0	Крист. сланец	7,8	150
	62	2647,6	»	7,1	115
	62	2647,8	»	6,8	95
	46	2562,8	Песчаник	7,6	140
	46	2564,5	»	7,8	150
	39	2645,5	Крист. сланец	8,0	160
Ярактинская	51	2689,9	Алевролит	6,7	90
	51	2707,1	Крист. сланец	9,6	215
	34	2628,8	»	9,3	205
	34	2629,2	»	8,3	175
	37	2603,4	»	8,2	140
Верхне-Чонская	124	1864	Аргиллит	9,1	190
Поймыгинская	119	2548,8	Крист. сланец	7,6	140
Ярактинская	11	2628	»	8,8	190
Северо-Марковская	5	2645,0	»	8,4	180
Аянская	48	2705,5	Конгломерат	13,3	
	48	2708,0	Крист. сланец	10,4	230
Непская	8	2671,5	»	10,4	230
Ярактинская	11	2662,6	»	8,0	160
Северо-Марковская	3	2641,0	»	15,7	
Литвинцевская	14	3510,0	Алевролит	12,6	270*
Ярактинская	31	2560,0	Изменен. гранит	8,0	160
Чуно-Бирюсинское При- саянье	Поверхност. обнажение		Песчаник	12,8	270*

\* Значения палеотемператур для Ra > 10,7% получены экстраполяцией.

Состав брекчии гетерогенный. Наряду с ксенолитами кислых магматических пород (от песчаных до крупновулканических) в значительном количестве встречается терригенный материал ярактинской пачки. Механизм образования флюидизационных брекчий подробно освещен рядом авторов [Фогельман, 1969; Берман, 1978; и др.]. Так как в аспекте рассматриваемой проблемы более важными представляются гидротермальные явления, сопровождавшие процесс брекчиеобразования, ниже основное внимание уделяется именно этой стороне вопроса.

Гидротермальные изменения в теле Аянского взрывного сооружения довольно значительны. Они распространяются в равной степени на ксенолиты магматических и осадочных пород и на цементирующую их тонкозернистую массу. Общая направленность гидротермально-метасоматических изменений может быть представлена следующей схемой:

1 — замещение глинистых минералов рядом слюдяных образований, закономерно сменяющих друг друга: гидрослюды → серицит → мусковит;

2 — калиевый метасоматоз плагноклазов;

3 — карбонатизация с замещением отдельных обломков пород кальцитом и анкеритом, сопровождающаяся интенсивной перекристаллизацией глинисто-алевритового материала с превращением его в гранобластовый агрегат;

4 — сульфидизация, вызывающая перекристаллизацию вмещающего материала с образованием сульфидно-гидрослюдисто-кварцевых зон гранобластовой структуры;

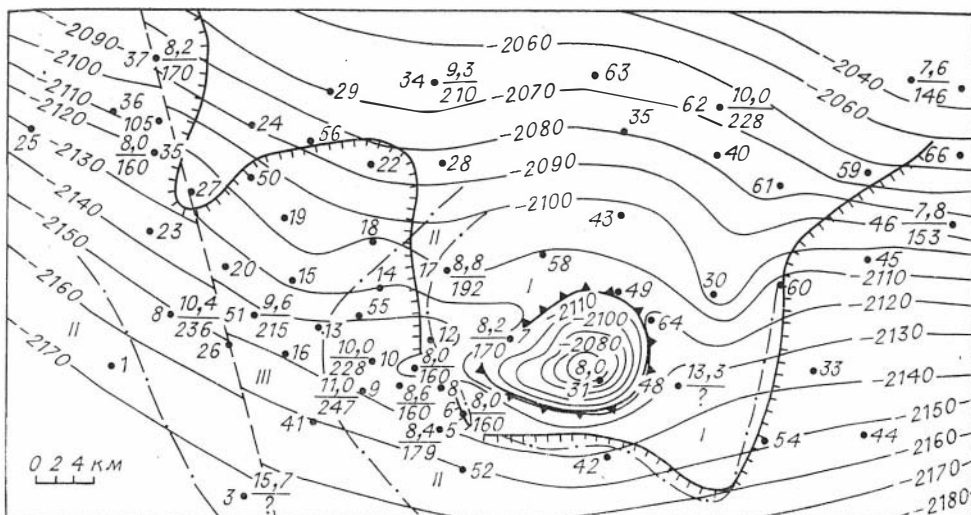


Рис. 4. Изменение битумов и вмещающих песчаников яратинской пачки процессами гидротермального метаморфизма в пределах Яратинско-Аянского газонефтяного месторождения.

1 — изогипсы кровли яратинской пачки; 2 — граница распространения коллекторов; 3 — предполагаемый контур взрывозащитного сооружения; 4 — скважины глубокого бурения (в числителе — значение отражательной способности нефтоидов, %; в знаменателе — соответствующей максимальной палеотемпературы, °C); 5 — границы зон эпигенетической минерализации песчаников [Эпигенетическая цементация..., 1977].

Зоны: I — карбонатизации, II — окремнения, III — галитизации (ангидритизации).

5 — окремнение, выражающееся в замещении мелкозернистым граубластовым агрегатом кварца плагиоклазов и микроклина.

В удаленных от брекчиевого сооружения зонах в основном проявились три последних процесса: карбонатизация, сульфидизация и окремнение. Они вызвали развитие в песчаниках довольно интенсивной эпигенетической минерализации [Самсонов и др., 1977]. При этом возникли зоны с доминирующим минералообразованием, концентрически опоясывающие брекчиевое сооружение (см. рис. 4). Последовательность выделения минералов по мере перемещения фронта флюидов гидротерм соответствует очередности их кристаллизации из обогащенной водой остаточной фазы флюида: карбонат → кварц → ангидрит (галит). Характерно, что аналогичная же последовательность кристаллизации наблюдается в минерализованных пустотах, образовавшихся на месте газовых пузырей в брекчиях.

Температурные условия в момент брекчиеобразования оцениваются по данным геотермометра и по метаморфизму битумов в 300—400°С. В связи с высокой теплоемкостью воды они могли передаваться по латерали на значительное расстояние без существенного изменения. Естественно, что быстрое нагревание жидких нефтоидов до сравнительно высокой температуры должно было сопровождаться интенсивной деструкцией последних и дифференциацией на газовую и твердую фазы. Летучие и легкокипящие углеводородные компоненты, перешедшие при этом в газообразное состояние, при последующем снижении температуры частично конденсировались с образованием дистиллятных нефтей и конденсатов. Асфальтеново-смолистая часть, выпавшая в твердую фазу, под влиянием высоких температур метаморфизовалась в продукты высшей карбонатизации. Для образовавшихся при этом коксоподобных битумных стяжений характерны изометричная форма и микропористая «вспененная» текстура, возникшая благодаря быстрому отделению газообразных дериватов.

С учетом имеющихся данных [Палеотемпературы..., 1975] была произведена реконструкция максимальных палеотемператур образования нафтоидов (см. таблицу). Изменение их наблюдается в довольно широких пределах—от 90 до 300°С. При этом битумы «разных генераций», характеризующиеся различными уровнями  $R_a$ , нередко встречаются в разрезе одной скважины на близких глубинах залегания. В некоторых случаях градиент изменения  $R_a$  позволяет предположить, что фронт теплового потока был направлен от пласта песчаников к фундаменту. Палеотермический градиент, полученный для песчаников и фундамента Аянской скв. 62, составляет в среднем 42,9 град/м.

Изменение палеотемператур по латерали выражено менее упорядоченно, хотя здесь также наблюдаются зоны аномальных палеотемператур и градиентные участки (см. рис. 4). Возможно, это связано с неравномерностью коллекторских свойств песчаников.

Наряду с образованием нафтоидов в условиях гидротермального метаморфизма, видимо, имели место и другие процессы, связанные с явлениями контактового метаморфизма, а также с общим усилением теплового потока в результате тектоно-магматической активизации огромной внутренней области платформы в пермо-триасе. Суммарный эффект воздействия со стороны эндогенных факторов выразился в формировании зон высококарбонатизированных битумов, катагенетическая превращенность которых существенно превышает уровень регионального метаморфизма вмещающих пород. Термическое воздействие также могло оказывать определенное влияние и на развитие процесса нефтеобразования, способствуя наступлению главной фазы нефтеобразования при меньших палеоглубинах погружения генерационных комплексов.

Подводя итог изложенному, можно отметить следующее.

1. Весьма длительная и сложная история геологического развития осадочного чехла Сибирской платформы обусловила широкое развитие в продуктивных комплексах рифея, венда и нижнего кембрия процессов эпигенеза нафтидов. Выявленные битумопроявления содержат практически весь классификационный спектр битумов от нефтей до асфальтитов, керитов и антраксолитов включительно.

2. Процессы эпигенеза нафтидов оказали отрицательное влияние на сохранность углеводородных залежей. Во-первых, произошло сокращение начальных геологических ресурсов аккумулярованных жидких УВ. Во-вторых, осаднение в поровом пространстве коллекторов вязких и нерастворимых асфальтовых битумов способствовало значительному ухудшению их емкостно-фильтрационных свойств.

## ЛИТЕРАТУРА

- Багин В. И., Мамулян Л. М. Железосодержащие минералы в пропитанных нефтью осадочных породах продуктивной толщи Азербайджана.— Изв. АН СССР. Физика Земли, 1976, № 4, с. 73—79.
- Баженова Т. К., Макаров К. К., Ипатов Н. И. и др. Закономерности распространения вязких и твердых битумов в палеозойских и верхнепротерозойских отложениях Сибирской платформы.— В кн.: Геология и ресурсы природных битумов (тезисы докл.). Л.: ВНИГРИ, 1978, с. 10—11.
- Берман Б. И. Криптовулканическая мобилизация и ее роль в создании рудоносных комплексов.— Сов. геология, 1978, № 4, с. 18—36.
- Гольдберг И. С. Условия образования асфальтита в нефтяных и газоконденсатных залежах.— Геол. нефти и газа. 1975, № 5, с. 47—51.
- Гольдберг И. С. Твердые битумы в нефтяных залежах Прибалтики как показатель стабильности миграции нефти.— Докл. АН СССР, 1973, т. 209, № 2, с. 462—465.
- Зарицкая О. В., Зарицкий П. В. Твердые битумы в породах-коллекторах Шебелинского газово-конденсатного месторождения и их природа.— Докл. АН СССР, 1962, т. 143, № 2, с. 402—404.
- Конторович А. Э. и др. История залежей нефти и газа в верхнедевонских и нижне-среднепалеозойских отложениях Сибирской платформы.— В кн.: Геология и нефтегазоносность Восточной Сибири. Новосибирск, 1978, с. 61—97.



- Основы генетической классификации битумов*/В. А. Успенский и др. Л.: Недра, 1964. 286 с.
- Палеотемпературы зон нефтеобразования*/И. И. Аммосов, Б. Г. Бабашкин, Н. П. Гре-  
чишников и др. М.: Наука, 1975. 110 с.
- Страхов Н. М., Залманзон Э. С.* Распределение аутигенно-минералогических форм  
железа в осадочных породах и его значение для литологии. — Изв. АН СССР.  
Сер. геол., 1955, № 1, с. 34—51.
- Фогельман Н. А.* Рудоносные эксплозивные брекчии криптовулканических аппара-  
тов. — Докл. АН СССР, 1969, т. 188, № 6, с. 1357—1359.
- Самсонов В. В.* и др. Эпигенетическая цементация терригенных коллекторов и особен-  
ности распространения битумидов на южном склоне Непского свода. — Геол.  
нефти и газа, 1977, № 3, с. 18—25.

А. С. АНЦИФЕРОВ

## ПАЛЕОГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И РАЗМЕЩЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА НА ЮГЕ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Исследований, посвященных палеогидрогеологическим реконструк-  
циям нефтегазоносных отложений юга Сибирской платформы, пока еще  
очень мало. Первая попытка комплексного анализа палеогидрогеологиче-  
ских условий формирования и размещения крупных зон нефтегазона-  
копления и залежей нефти и газа на этой территории осуществлена в  
ВостСибНИИГ и МСс в 1977 г. под руководством автора (исполнители  
В. Ф. Обухов, В. В. Павленко, А. С. Артеменко, В. А. Кузьмичев и др.).  
Ниже кратко излагаются результаты этих исследований.

На юге платформы нефтегазоносны, как известно, отложения рифея,  
венда и нижнего кембрия. В гидрогеологическом отношении они расчле-  
няются на водоупорные и водоносные комплексы, горизонты, пласты и  
пачки. Разделенные водоупорами водоносные комплексы располагаются  
в следующем порядке (снизу вверх): 1) рифей-вендский терригенный  
(ушаковская свита, нижнемотская под свита и их аналоги), 2) верхнемо-  
тско-осинский, 3) ниже-среднебельский, 4) булай-нижнеангарский,  
5) литвинцевский. Из перечисленных водоносных комплексов первые два  
объединены в подсолевую гидрогеологическую формацию, остальные —  
в соленосную. Указанная схема гидрогеологического расчленения разре-  
за количественно оценена и подтверждена многомерным факторным ана-  
лизом гидрохимических параметров с расчетами на ЭВМ.

Детальный (насколько позволял фактический материал) анализ ус-  
ловий формирования зон нефтегазонакопления (ЗНГН) с составлением  
палеогидрогеологических карт проведен только для терригенного рифей-  
вендского водоносного комплекса — главного объекта поисков нефти и  
газа на данной территории. Для верхнемо-тско-осинского и других выше-  
лежащих карбонатных комплексов нижнего кембрия палеогидрогеоло-  
гические карты не составлялись из-за недостатка фактических материалов.

Палеогидрогеологические реконструкции терригенного комплекса ба-  
зировались на картах изопахит и палеоструктурных картах, построен-  
ных по данным бурения и геофизических исследований. При этом (с не-  
которыми допущениями) предполагалось, что на изученной территории  
элизионный этап гидрогеологического развития продолжался до силура  
включительно, а с девона по настоящее время здесь преобладали конти-  
нентальные условия (инфильтрационный этап гидрогеологического цикла).  
Палеогидрогеологический анализ элизионного и инфильтрационного эта-  
пов проводился раздельно.

Для расчета объемов седиментационных вод, отжимавшихся на эли-  
зионном этапе из глинистых пород, применялась методика И. И. Несте-

С учетом имеющихся данных [Палеотемпературы..., 1975] была произведена реконструкция максимальных палеотемператур образования нафтоидов (см. таблицу). Изменение их наблюдается в довольно широких пределах—от 90 до 300°C. При этом битумы «разных генераций», характеризующиеся различными уровнями  $R_a$ , нередко встречаются в разрезе одной скважины на близких глубинах залегания. В некоторых случаях градиент изменения  $R_a$  позволяет предположить, что фронт теплового потока был направлен от пласта песчаников к фундаменту. Палеотермический градиент, полученный для песчаников и фундамента Аянской скв. 62, составляет в среднем 42,9 град/м.

Изменение палеотемператур по латерали выражено менее упорядоченно, хотя здесь также наблюдаются зоны аномальных палеотемператур и градиентные участки (см. рис. 4). Возможно, это связано с неравномерностью коллекторских свойств песчаников.

Наряду с образованием нафтоидов в условиях гидротермального метаморфизма, видимо, имели место и другие процессы, связанные с явлениями контактового метаморфизма, а также с общим усилением теплового потока в результате тектоно-магматической активизации огромной внутренней области платформы в пермо-триасе. Суммарный эффект воздействия со стороны эндогенных факторов выразился в формировании зон высококарбонатизированных битумов, катагенетическая превращенность которых существенно превышает уровень регионального метаморфизма вмещающих пород. Термическое воздействие также могло оказывать определенное влияние и на развитие процесса нефтеобразования, способствуя наступлению главной фазы нефтеобразования при меньших палеоглубинах погружения генерационных комплексов.

Подводя итог изложенному, можно отметить следующее.

1. Весьма длительная и сложная история геологического развития осадочного чехла Сибирской платформы обусловила широкое развитие в продуктивных комплексах рифея, венда и нижнего кембрия процессов эпигенеза нафтидов. Выявленные битумопроявления содержат практически весь классификационный спектр битумов от нефтей до асфальтитов, керитов и антраксолитов включительно.

2. Процессы эпигенеза нафтидов оказали отрицательное влияние на сохранность углеводородных залежей. Во-первых, произошло сокращение начальных геологических ресурсов аккумулярованных жидких УВ. Во-вторых, осаднение в поровом пространстве коллекторов вязких и нерастворимых асфальтовых битумов способствовало значительному ухудшению их емкостно-фильтрационных свойств.

## ЛИТЕРАТУРА

- Багин В. И., Малумян Л. М. Железосодержащие минералы в пропитанных нефтью осадочных породах продуктивной толщи Азербайджана.— Изв. АН СССР. Физика Земли, 1976, № 4, с. 73—79.
- Баженова Т. К., Макаров К. К., Илатов И. И. и др. Закономерности распространения вязких и твердых битумов в палеозойских и верхнепротерозойских отложениях Сибирской платформы.— В кн.: Геология и ресурсы природных битумов (тезисы докл.). Л.: ВНИГРИ, 1978, с. 10—11.
- Берман Б. И. Криптовулканическая мобилизация и ее роль в создании рудоносных комплексов.— Сов. геология, 1978, № 4, с. 18—36.
- Гольдберг И. С. Условия образования асфальтита в нефтяных и газоконденсатных залежах.— Геол. нефти и газа. 1975, № 5, с. 47—51.
- Гольдберг И. С. Твердые битумы в нефтяных залежах Прибалтики как показатель стадийности миграции нефти.— Докл. АН СССР, 1973, т. 209, № 2, с. 462—465.
- Зарицкая О. В., Зарицкий П. В. Твердые битумы в породах-коллекторах Шебелинского газово-конденсатного месторождения и их природа.— Докл. АН СССР, 1962, т. 143, № 2, с. 402—404.
- Конторович А. Э. и др. История залежей нефти и газа в верхнедевонских и нижне-среднепалеозойских отложениях Сибирской платформы.— В кн.: Геология и нефтегазовосность Восточной Сибири. Новосибирск, 1978, с. 61—97.

- Основы генетической классификации битумов*/В. А. Успенский и др. Л.: Недра, 1964. 286 с.
- Палеотемпературы зон нефтеобразования*/И. И. Аммосов, Б. Г. Бабашкин, Н. П. Гречшников и др. М.: Наука, 1975. 110 с.
- Страхов Н. М., Залманзон Э. С.* Распределение аутигенно-минералогических форм железа в осадочных породах и его значение для литологии. — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1955, № 1, с. 34—51.
- Фогельман Н. А.* Рудоносные эксплозивные брекчии криповулканических аппаратов. — Докл. АН СССР, 1969, т. 188, № 6, с. 1357—1359.
- Самсонов В. В.* и др. Эпигенетическая цементация терригенных коллекторов и особенности распространения битумоидов на южном склоне Непского свода. — Геол. нефти и газа, 1977, № 3, с. 18—25.

А. С. АНЦИФЕРОВ

## ПАЛЕОГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И РАЗМЕЩЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА НА ЮГЕ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Исследований, посвященных палеогидрогеологическим реконструкциям нефтегазоносных отложений юга Сибирской платформы, пока еще очень мало. Первая попытка комплексного анализа палеогидрогеологических условий формирования и размещения крупных зон нефтегазонакопления и залежей нефти и газа на этой территории осуществлена в ВостСибНИИГГиМСе в 1977 г. под руководством автора (исполнители В. Ф. Обухов, В. В. Павленко, А. С. Артеменко, В. А. Кузьмичев и др.). Ниже кратко излагаются результаты этих исследований.

На юге платформы нефтегазоносны, как известно, отложения рифея, венда и нижнего кембрия. В гидрогеологическом отношении они расчленяются на водоупорные и водоносные комплексы, горизонты, пласты и пакки. Разделенные водоупорами водоносные комплексы располагаются в следующем порядке (снизу вверх): 1) рифей-вендский терригенный (ушаковская свита, нижнемотская подсвита и их аналоги), 2) верхнемотско-осинский, 3) нижне-среднебельский, 4) булай-нижнеангарский, 5) литвинцевский. Из перечисленных водоносных комплексов первые два объединены в подсолевую гидрогеологическую формацию, остальные — в соленосную. Указанная схема гидрогеологического расчленения разреза количественно оценена и подтверждена многомерным факторным анализом гидрохимических параметров с расчетами на ЭВМ.

Детальный (насколько позволял фактический материал) анализ условий формирования зон нефтегазонакопления (ЗНГН) с составлением палеогидрогеологических карт проведен только для терригенного рифей-вендского водоносного комплекса — главного объекта поисков нефти и газа на данной территории. Для верхнемотско-осинского и других вышележащих карбонатных комплексов нижнего кембрия палеогидрогеологические карты не составлялись из-за недостатка фактических материалов.

Палеогидрогеологические реконструкции терригенного комплекса базировались на картах изопахит и палеоструктурных картах, построенных по данным бурения и геофизических исследований. При этом (с некоторыми допущениями) предполагалось, что на изученной территории элизионный этап гидрогеологического развития продолжался до силура включительно, а с девона по настоящее время здесь преобладали континентальные условия (инфильтрационный этап гидрогеологического цикла). Палеогидрогеологический анализ элизионного и инфильтрационного этапов проводился раздельно.

Для расчета объемов седиментационных вод, отжимавшихся на элизионном этапе из глинистых пород, применялась методика И. И. Несте-

рова (1965) с использованием таблицы уплотнения глин, составленной Ю. М. Качаловым для палеозойских отложений Волго-Уральской области [Якобсон и др., 1970, с. 8—9]. Основанием для использования этой таблицы послужило то, что кривые уплотнения глинистых пород юга Сибирской платформы и Волго-Уральской области оказались близкими [Павленко, 1977].

Для расчета приведенных палеонапоров седиментогенных вод, выжимавшихся из глин в песчаниковые пласты-коллекторы на элизионном этапе, использовалась методика Ф. П. Самсонова, Ю. М. Качалова, Г. П. Якобсона, исходная формула которой имеет вид [Якобсон и др., 1970, с. 6]:

$$H = M_{\text{пр}}(\sigma - 1),$$

где  $H$  — условный палеонапор, приведенный к уровню дна морского бассейна;  $M_{\text{пр}}$  — мощность пород, перекрывающих водоносный комплекс в реставрируемый момент геологической истории;  $\sigma$  — средний объемный вес этих пород.

Карты приведенных палеонапоров, составленные В. В. Павленко по указанной методике, повторили в общих чертах характер ранее составленных палеокарт эквипотенциальных поверхностей [Гидрогеология... 1971], но несколько детализировали их и значительно расширили в региональном плане за счет новых территорий.

Для вычисления не условных, а истинных пластовых палеодавлений элизионной системы В. Ф. Обуховым применялась собственная методика, основанная на принципе актуализма, т. е. на переносе современных закономерностей элизионных систем на аналогичные системы прошлых эпох. Исследования показали, что в большинстве молодых осадочных бассейнов мира (имеющих элизионный режим водообмена) современные пластовые давления превышают условно-нормальные гидростатические напоры в среднем в 1,8 раза и составляют примерно 70% геостатической нагрузки. Для современных элизионных систем такие аномально высокие пластовые давления считаются нормальным явлением. По-видимому, они были характерны и для древних элизионных систем. Поэтому для расчета пластовых палеодавлений элизионного этапа ( $P_{\text{пл. элиз}}$ ) были приняты среднеарифметические коэффициенты:

$$P_{\text{пл. элиз}} = 0,7, P_{\text{г. сост}} = 0,18 H,$$

где  $H$  — палеоглубина, м (берется с карт палеоглубин залегания кровли комплекса). Глубина моря здесь не учитывалась.

При реконструкции пластовых палеодавлений инфильтрационного этапа развития бассейна ( $P_{\text{пл. инф}}$ ) допускалось, что они (как и в настоящее время) были близки к условно-нормальным гидростатическим давлениям  $\left(\frac{H}{10}\right)$  и вычислялись по формуле

$$P_{\text{пл. инф}} = \frac{H}{10} + M = K \frac{H}{10},$$

где  $M$  — поправка на палеоминерализацию воды,  $K$  — коэффициент палеогидродинамической напряженности. Для послеюрских периодов он принимался равным современному, т. е.  $\approx 1$  [Анциферов, 1978].

Для расчета палеотемператур А. С. Артеменко использован известный метод трансформации параметров современного теплового поля на палеотемпературный режим соответствующих палеоглубин, но с поправкой на палеоклимат:

$$T_{\text{пал}}^0 = T_{\text{совр}}^0 \pm \Delta t,$$

где  $T_{\text{пал}}^0$  — искомая среднефоновая палеотемпература на какой-либо палеоглубине  $H$ ;  $T_{\text{совр}}^0$  — современная среднефоновая температура на той

же глубине  $H$ ;  $\Delta t$  — поправка на палеоклимат, численно равная разности среднеклиматических температур современного и расчетного палеопериода (последние взяты из работы А. А. Борисова (1975)). Поправки на палеоклимат рассчитывались без учета палеоглубин (от них они зависят очень слабо), но отдельно для территорий с многолетней мерзлотой и без нее.

Изложенная методика для юга Сибирской платформы применена впервые и, конечно, не может претендовать на универсальность и высокую точность. Она не учитывает изменения теплопроводности разреза в связи с уплотнением (или разуплотнением) горных пород и вариациями теплофизических свойств насыщающих их пластовых вод, вертикальный и латеральный перенос тепла движущимися водами, влияние траппового магматизма и ряд других факторов. Некоторые из них, по-видимому, взаимно компенсировали друг друга или имели локальный и относительно кратковременный характер (например, трапповый магматизм), что в целом несколько затушевывает указанные недостатки этой методики. Преимущество ее перед другими методами в том, что она учитывает вариации палеоклимата, опираясь не на усредненные условно взятые современные температурные градиенты или тепловые сопротивления пород (тем более когда их принимают в целом по разрезу осадочного чехла), а на реальные среднефоновые термограммы, построенные на основе фактически замеренных температур отдельно для каждого гидрогеологического комплекса пород и различных глубин их залегания.

Для палеогидрохимических реконструкций В. Ф. Обуховым использована методика геохронобат, которая успешно применялась в ряде районов страны и детально описана в работе А. М. Никанорова, Г. П. Волобуева, О. Б. Барцева (1975) и других авторов. Для южных районов Сибирской платформы она применена впервые, при этом несколько упрощена и усовершенствована.

Теоретической основой метода является зависимость геолого-геохимических процессов не только от глубины погружения, но также и от геологического времени. Поскольку оба эти фактора (глубина и время) в эволюции подземных вод тесно взаимосвязаны и действуют в основном в одном и том же направлении (повышают их метаморфизм), они условно объединены в единый показатель с названием «геохронобата» (Гхб), который был предложен А. А. Карцевым и вычисляется как произведение глубины залегания ( $H$ , км) на возраст вмещающих пород ( $T$ , млн. лет):

$$\text{Гхб} = H \times T.$$

Необходимые для расчета геохронобат абсолютный возраст и продолжительность геологических периодов приняты по второму уточненному варианту советской геохронологической шкалы (1964 г.). Продолжительность более дробных подразделений разреза (свит) условно рассчитана делением продолжительности периодов на отрезки времени пропорционально мощности свит с учетом различия скоростей осадконакопления терригенных, карбонатных и галогенных пород [Яншин, 1961]. При этом использованы все имеющиеся (к сожалению, весьма скудные) сведения по фактическим определениям абсолютного возраста пород радиогенно-изотопными методами.

По изложенным методикам реставрированы палеогидрогеологические условия подсолевого рифей-вендского терригенного комплекса юга платформы на конец венда, мотского, усольского, бельского, булайского и ангарского времени нижнего кембрия, на конец литвинцевского времени среднего кембрия, верхоленского и илгннского времени верхнего кембрия и на конец силура (окончание элизионного этапа), а в течение инфильтрационного этапа — на конец триаса, юры, предледникового времени четвертичного периода и на современный период. В результате составлена серия палеогидрогеологических карт, палеогидродинамических, палео-

Палеогидрогеологические параметры основных зон НГН и НГО подсолевого рифей-вендского терригенного комплекса юга Сибирской платформы

Реставрируемая территория	Элизионный этап (на конец свиты, периода)				Инфильтрационный этап (на конец периода)			
	Мотская свита	Усольская свита	Ангарская и литвинцевская свиты	Верхоненская и пилгинская свиты	Силур	Триас	Юра	Современный (фактический)
Центральная часть Ангаро-Ленской ступени (АЛС)	0,35 17(60)	1,0(С) 24(170)	2,15(Н) 40(390)	2,85(ГФН) 55(510)	3,65(ГФН) 75(660)	3,5(ГФН) 61(420)	3,5(ГФН) 60(420)	3,0—3,3 60(250—300)
Непский и Мирненский своды (НБА)	0,25 14(30)	0,6 16(100)	1,7(Н) 25(320)	2,0(Н) 30(360)	2,6(Н) 40(460)	2,6(Н) 40(300)	2,0—2,5(Н) 31(300—230)	2,3 7—30(270—140)
Северный склон Алданской антеклизы	0,25 14(30)	0,4 15(70)	0,9(С) 18(150)	1,0(С) 18(160)	1,2(С) 15(230)	1,0(С) 12(110)	1,2(С) 9(110)	1,0 ±1(0—100)
Сунтарский палеосвод	4 14(70)	0,7 17(200)	1,8(Н) 30(350)	2,0(Н) 35(380)	2,5(Н) 45(450)	0—2,0(Н) 32(0—250)	0,3—2,0(С) 28(30—250)	0,5—1,5 0—13(3—150)
Якутский свод	0,1 13(15)	0,15 13(30)	0,5 14(90)	0,7 15(120)	0,9(С) 14(150)	0—0,8(С) 10(75)	0,5—1,2(С) 8(50—150)	1,0 ±1(30—100)
Присяжно-Енисейская синеклиза (юго-восточный борт)	0,6 20(110)	1,5(Н) 29(250)	2,9(ГФН) 53(520)	3,5(ГФН) 68(620)	4,7(Г) 105(850)	5,0(Г) 121(800)	5,0(Г) 115(800)	4,5 100(500)
Прибайкальский палеопрогиб	0,5 19(90)	1,4(С) 28(250)	2,5(Н) 46(440)	3,6(ГФН) 76(650)	5,2(Г) 128(940)	4,5(Г) 104(550)	4,5(Г) 78(600)	2,5 40(250)
Предатомский палеопрогиб	1,0(С) 19(200)	1,5(Р) 22(270)	2,5(Н) 42(450)	2,8(ГФН) 48(500)	3,8(Г) 72(690)	3,6(ГФН) 64(430)	3,0(ГФН) 43(350)	2,5 26(250)
Березовская впадина	0,9(С) 17(160)	1,3(С) 21(240)	2,6(С) 45(470)	3,0(ГФН) 52(540)	4,2(Г) 78(750)	4,2(Г) 83(520)	4,0(Г) 90(500)	3,5 50(350)
Компендияйская впадина	1,0(С) 19(180)	1,4(С) 22(260)	2,7(Н) 40(500)	3,0(ГФН) 53(560)	4,2(Г) 80(780)	4,5(Г) 95(700)	5,0(Г) 110(800)	5,0 100(500)
Ыгыаттинская впадина	0,6 17(120)	1,3(С) 21(260)	2,3(Н) 39(450)	2,7(Н) 43(480)	3,2(ГФН) 55(620)	4,0(Г) 75(600)	4,3(Г) 45(650)	3,0 27(250)
Алдано-Майская палеовпадина	0,15 14(40)	0,25 14(50)	0,7 17(140)	1,0(С) 18(220)	1,5(Н) 20(350)	2,0(Н) 25(250)	2,0(Н) 20(300)	2,0 15(150)
Юго-восточный борт Тунгусской синеклизы	0,5 18(90)	1,0(С) 23(200)	2,2(Н) 40(450)	2,2(Н) 50(500)	3,7(ГФН) 70(700)	4,0(Г) 80(600)	4,0(Г) 80(600)	3, 40(350)

Примечание. В числителе — палеоглубина кровли комплекса (км) и в скобках соответствующая этой глубине фаза нефтегазообразования, в знаменателе — палеотемпература (°С) и в скобках пластовое палеодавление (10<sup>3</sup> МПа). Расшифровка буквенных индексов фаз нефтегазообразования дана в тексте.

Палеогидрохимические показатели подсолевого терригенного комплекса юга Сибирской платформы

Реставрируемая территория	Элизионный этап				Инфильтрационный этап			
	Нижнемот- ская подсвита	Усольская свита	Литвинцев- ская свита	Верхоленская и илгинская свиты	Силур	Триас	Юра	Современный (фактический)
Центральная часть Ангаро-Ленской ступени (АЛС)	$35 \frac{2}{0,068}$	$52 \frac{3,5}{0,29}$	$115 \frac{10}{1,1}$	$170 \frac{15}{1,6}$	$310 \frac{29}{3,9}$	$396 \frac{35}{6,9}$	$402 \frac{36}{7,0}$	$400-410 \frac{35-38}{7,0-8,0}$
Нецский и Мирненский своды (НБА)	$35 \frac{2}{0,068}$	$48 \frac{3}{0,20}$	$100 \frac{8}{0,85}$	$130 \frac{11}{1,2}$	$260 \frac{23}{3,0}$	$380 \frac{34}{6,0}$	$390 \frac{34}{6,3}$	$413-385 \frac{38-35}{5,0-7,0}$
Северный склон Алданской антеклизы	$35 \frac{2}{0,068}$	$41 \frac{2,5}{0,15}$	$65 \frac{5}{0,40}$	$75 \frac{6}{0,6}$	$150 \frac{12}{1,3}$	$230 \frac{20}{2,2}$	$230 \frac{25}{2,5}$	$0-200 \frac{0-15}{0-2,0}$
Якутский свод	$35 \frac{2}{0,068}$	$37 \frac{2}{0,10}$	$60 \frac{3}{0,23}$	$60 \frac{4}{0,4}$	$100 \frac{9}{0,9}$	$200 \frac{15}{0,7}$	$200 \frac{20}{1,5}$	$3-50 \frac{9-20}{0-2,0}$
Присяжно-Енисейская синеклиза (юго-восточный борт)	$35 \frac{2}{0,068}$	$60 \frac{4,5}{0,4}$	$150 \frac{14}{1,4}$	$200 \frac{18}{2,0}$	$350 \frac{33}{4,7}$	$407 \frac{3}{7,2}$	$410 \frac{36}{7,3}$	$400 \frac{35}{5,0}$
Прибайкальский палеопрогиб	$35 \frac{2}{0,068}$	$57 \frac{4,5}{0,38}$	$130 \frac{11}{1,2}$	$200 \frac{17}{2,05}$	$365 \frac{33}{5,4}$	$405 \frac{36}{7,1}$	$407 \frac{36}{7,2}$	$350 \frac{4-37}{0,8-6,0}$
Предплатомский палеопрогиб	$35 \frac{2}{0,068}$	$60 \frac{4}{0,38}$	$130 \frac{11}{1,2}$	$160 \frac{14}{1,5}$	$315 \frac{2}{4,0}$	$398 \frac{35}{6,9}$	$395 \frac{35}{6,8}$	$400 \frac{37}{6,0}$
Сунтарский палеосвод	$35 \frac{2}{0,068}$	$50 \frac{3,5}{0,20}$	$100 \frac{8}{0,9}$	$130 \frac{10}{1,2}$	$250 \frac{22}{3,0}$			
Березовская впадина	$35 \frac{2}{0,068}$	$55 \frac{4}{0,34}$	$130 \frac{11}{1,2}$	$170 \frac{15}{1,6}$	$330 \frac{31}{4,4}$	$403 \frac{35}{7,0}$	$405 \frac{36}{7,1}$	$400 \frac{39}{7,0}$
Кемпедняйская впадина	$35 \frac{2}{0,068}$	$57 \frac{4,5}{0,36}$	$140 \frac{12}{1,3}$	$180 \frac{16}{1,7}$	$340 \frac{32}{4,5}$	$405 \frac{3}{7,2}$	$410 \frac{3}{7,3}$	$400 \frac{40}{7,5}$
Ыгыаттинская впадина	$35 \frac{2}{0,068}$	$56 \frac{4,5}{0,36}$	$130 \frac{11}{1,2}$	$160 \frac{14}{1,5}$	$300 \frac{27}{3,5}$	$400 \frac{35}{7,1}$	$400 \frac{36}{6,8}$	$400 \frac{38}{7,0}$
Алдано-Майская палеовпадина	$35 \frac{2}{0,068}$	$42 \frac{3}{0,15}$	$70 \frac{5}{0,4}$	$90 \frac{7}{0,7}$	$180 \frac{17}{1,7}$	$350 \frac{30}{4,5}$	$350 \frac{32}{5,0}$	$350 \frac{25}{5,0}$
Юго-восточный борт Тунгусской синеклизы	$35 \frac{2}{0,068}$	$55 \frac{4}{0,32}$	$130 \frac{11}{1,2}$	$170 \frac{15}{1,7}$	$330 \frac{31}{4,0}$	$405 \frac{35,5}{7,1}$	$407 \frac{36}{7,1}$	$400 \frac{35}{5,0}$

Примечание. Перед дробью — минерализация пластовых вод (г/л), в числителе — содержание кальция (%), в знаменателе — содержание брома (г/л).



гидробарических, палеотемпературных, палеоминерализации, палеоконцентрации отдельных компонентов, различных гидрохимических коэффициентов и др. В данной статье (из-за ограниченности ее объема) эти карты не приводятся, но некоторые (наиболее важные) усредненные палеогидрогеологические параметры по отдельным наиболее крупным зонам нефтегазонакопления (ЗНГН) и нефтегазообразования (ЗНГО) показаны в табл. 1, 2 (по В. Ф. Обухову, с сокращениями).

Палеогидрогеологические материалы увязаны и сопоставлены с палеоглубинной стадийностью процессов нефтегазообразования, с картами метаморфизма рассеянного органического вещества и масштабов генерации и эмиграции углеводородов, составленными Д. И. Дроботом и др. (1974—1979 гг.). Кроме того, дополнительно построена серия палеокарт последовательного прохождения подошвой и кровлей терригенного комплекса палеоглубин, соответствующих главным стадиям (фазам) нефтегазообразования. При этом была принята следующая (по Д. И. Дроботу и др., 1976—1979 гг.) палеоглубинная стадийность нефтегазообразования: 800—1500 м — фаза созревания потенциально нефтепроизводящих отложений (С); 1500—2800 м — начало и прогрессирующее развитие процессов нефтеобразования (Н); 2800—3800 м — главная фаза нефтеобразования (ГФН); 3800—4000 м — образование газоконденсатов (К); 4000—5700 м — главная фаза газообразования (Г); глубже 5700 м — затухание процессов газообразования.

Совместный анализ перечисленных материалов показал сложную и изменяющуюся во времени картину формирования зон нефтегазонакопления в терригенном комплексе как на элизионном, так и на инфильтрационном этапах развития бассейна. Основные зоны НГО и основные источники элизионных вод с высокими гидродинамическими палеонапорами на элизионном этапе располагались на юго-восточной окраине платформы (Прибайкальский палеопрогиб, Березовская палеовпадина и др.), а также в Присаяно-Енисейской и Тунгусской синеклизах, а устойчивые во времени палеопьезоминимумы и зоны минимальных объемов отжатых вод и углеводородов (УВ) — в центральных районах Непско-Ботуобинской антеклизы (НБА) и Ангаро-Ленской ступени (АЛС), которые в то время были палеоподнятиями. К ним устремлялись элизионные воды и несли с собой значительное количество растворенных УВ, создавая в центральных районах НБА и АЛС крупные палеозоны НГН (см. рисунок). Формирование и размещение залежей в их пределах осуществлялось с соблюдением принципа дифференциального улавливания УВ, т. е. нефтяные залежи отщеснялись газом в наиболее приподнятые участки.

Следует отметить, что элизионные воды двигались из впадин и краевых прогибов не только в центральные районы НБА и ЛАС, но также и вверх по восстанию противоположных (внешних) бортов палеовпадин и палеопргибов, т. е. в сторону современного горно-складчатого обрамления платформы, где на элизионном этапе могли сформироваться крупные палеозоны нефтегазонакопления. Однако после общего подъема платформы большинство из них были разрушены эрозией (вместе с вмещающими породами), инфильтрационными водами и другими экзогенными процессами. В Прибайкалье в обнажениях терригенного комплекса зафиксировано много закированных битуминозных песчаников — следов бывших здесь залежей нефти. Твердые битумы в этих песчаниках имеют повышенное содержание урана, привнос которого извне осуществлялся поверхностными кислородсодержащими водами [Алексеев, 1978].

По данным В. В. Павленко (1977), 54% первичных седиментогенных вод отжималось при погружении до 700 м, а до начала нефтеобразования (1500 м) — 82%. С глубины 2800 м (т. е. к началу ГФН) водоотдача вообще прекращается. В интервале палеоглубин начала нефтеобразования отжималось не более 16—18% общего количества седиментогенных вод.

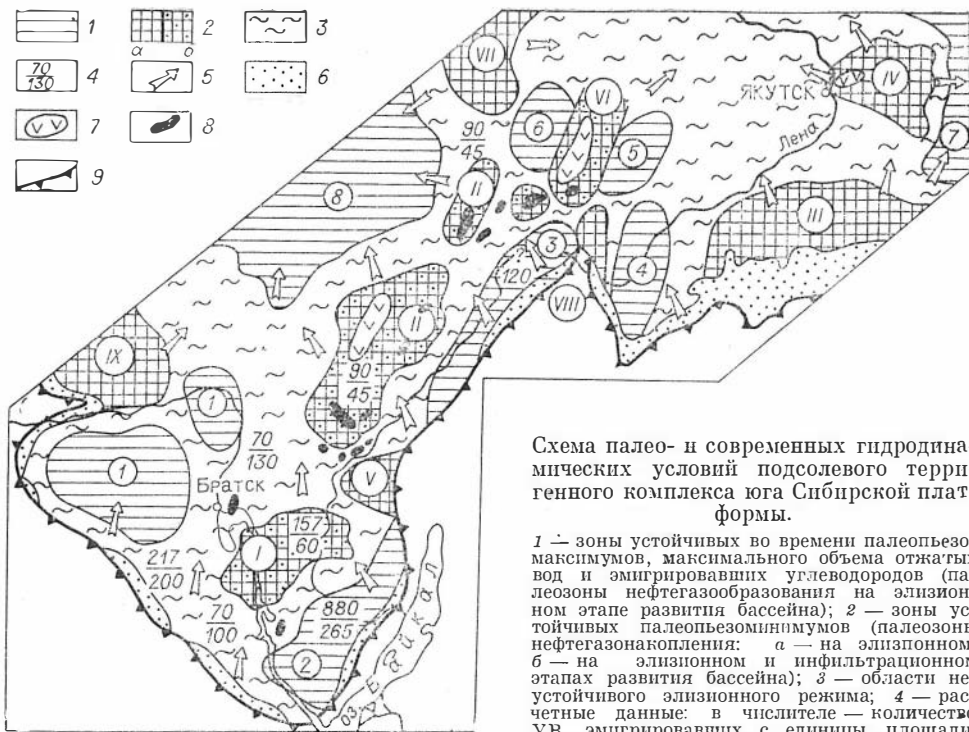


Схема палео- и современных гидродинамических условий подсолевого терригенного комплекса юга Сибирской платформы.

1 — зоны устойчивых во времени палеопьезомаксимумов, максимального объема отжатых вод и эмигрировавших углеводородов (палеозоны нефтегазообразования на элизионном этапе развития бассейна); 2 — зоны устойчивых палеопьезоминимумов (палеозоны нефтегазоаккумуляции: а — на элизионном, б — на элизионном и инфильтрационном этапах развития бассейна); 3 — области неустойчивого элизионного режима; 4 — расчетные данные: в числителе — количество УВ, эмигрировавших с единицы площади,  $10^3$  т/км<sup>2</sup> [Дробот и др., 1976], в знаменателе — площадь; 5 — направление движения пластовых вод на инфильтрационном этапе развития и в настоящее время; 6 — участки выходов терригенного комплекса на дневную поверхность; 7 — отсутствие отложений терригенного комплекса; 8 — основные газовые и нефтегазоконденсатные залежки в терригенном комплексе; 9 — граница платформы (граница распространения осадочного чехла).

Палеозоны нефтегазоаккумуляции как на элизионном, так и на инфильтрационном этапах: I — Центральная часть Ангаро-Ленской ступени; II — Непский и Мирненский своды Непско-Ботуобинской антеклизы. Палеозоны только на элизионном этапе: III — северный склон Алданской антеклизы; IV — Якутский свод; V — Казачинский выступ; VI — Сунтарский свод; VII — южные склоны Анабарской антеклизы; VIII — Уринский выступ; IX — Иркинеевский выступ. Палеозоны нефтегазообразования и элизионного питания (цифры в кружках): 1 — Присяно-Енисейская синеклиза; 2 — Прибайкальский палеопрогиб; 3 — Предломский палеопрогиб; 4 — Березовская впадина; 5 — Кемпендйская впадина; 6 — Ыгыаттинская впадина; 7 — Алдано-Майская палеовпадина; 8 — Тунгусская синеклиза (юго-восточный борт).

Однако этот объем воды в абсолютном исчислении в 80—100 раз и более превышал объем генерировавшихся в тот период УВ, что дает основание считать возможным первичную миграцию УВ в водорастворенном состоянии. Такой же вывод можно сделать исходя из низкого содержания рассеянного органического вещества в материнских породах (содержание  $C_{орг}$  здесь не превышает 1%), так как при содержании его менее 5—10% миграция из продуцирующих пород осуществляется только путем диффузии или в водорастворенном состоянии [Кругликов, 1971]. Поскольку диффузия сама по себе не может привести к формированию залежек промышленного значения [Соколов, 1966], то главную роль в этом процессе приходится оставить за элизионными водами.

С глубины 2800 м (т. е. при главных фазах нефте- и газообразования) выжимание воды из глинистых пород практически прекращается (коэффициент водоотдачи близок к нулю) и, следовательно, элизионный поток во впадинах и прогибах затухает и приближается к застоному режиму. Судя по палеоглубинам, близкий к застоному гидродинамический режим в большинстве палеовпадин и палеопрогибов юга платформ и на большей части АЛС установился в верхнем кембрии, а в Саяно-Енисейской синеклизе еще раньше — в ангарское время нижнего кембрия. Но погружение комплекса и генерация УВ (особенно газовых компонентов) продолжались здесь до силура включительно (а в некоторых районах

и в более поздние периоды), что к концу элизионного этапа привело к максимальному насыщению пластовых вод углеводородами.

Одновременно происходил рост минерализации пластовых вод, их метаморфизация с обогащением хлоридами кальция, магния и ростом концентрации брома и других микрокомпонентов. К концу силура, например, в Саяно-Енисейской синеклизе и Прибайкальском прогибе минерализация пластовых вод возросла по сравнению с исходной в 10 раз и достигла 350—365 г/л при содержании хлоридов кальция до 66 %-экв. и брома до 4,7—5,4 г/л. В таких рассолах растворимость УВ снижается более чем в 3 раза (по сравнению с морской водой), в связи с чем их относительная газонасыщенность еще более возрастает и часть УВ может выделиться в свободную фазу и сформировать мелкие залежи или рассеяться. Однако формирование крупных залежей при глубинах более 2800 м на элизионном этапе, по-видимому, не происходило (из-за отсутствия значительного по объему элизионного потока из впадин и прогибов), а основная масса УВ, генерированных на этих глубинах (ГФН, ГФГ), оказалась в своеобразной «консервации» в водорастворенном состоянии и сохранялась в этом состоянии до начала инфильтрационного этапа.

На инфильтрационном этапе, начавшемся в большинстве районов юга платформы после силура и продолжающемся до настоящего времени, гидрогеологические условия недр резко изменились. В результате общего подъема территории (максимум которого фиксируется в кайнозойе и особенно в неогене и в четвертичном периоде) и значительного эрозионного размыва верхних частей разреза пластовые давления в водоносных пластах снизились на 10—30 МПа и более, а температуры на 10—30°C. В Прибайкальском и Патомском прогибах, которые были главными зонами нефтегазообразования на юге платформы, эти параметры снизились еще более значительно — соответственно на 69 и 44 МПа, а температуры — на 88 и 46°C. Минерализация пластовых вод, наоборот, еще более повысилась и в настоящее время почти повсеместно достигает 350—400 г/л при содержании хлоридов кальция 70—80 %-экв. и концентрации брома до 5—8 г/л (исключение составляют периферийные и некоторые другие участки платформы, подвергнутые современной инфильтрации, где эти параметры снижаются иногда вплоть до нулевых значений).

Перечисленные факторы (особенно снижение пластовых давлений и рост минерализации) объективно и неизбежно способствовали дальнейшему повышению относительной газонасыщенности пластовых вод и выделению УВ в свободную фазу, хотя новых порций УВ из материнских пород в ощутимых количествах, по-видимому, не поступало (частичное возобновление генерации УВ могло быть только на отдельных депрессионных участках платформы при накоплении пермо-карбонных, триасовых, юрских и других послесилурийских отложений). Однако главным фактором формирования залежей на инфильтрационном этапе развития бассейна, наряду с перечисленными, следует считать возобновление гидродинамической активности водонапорной системы в результате замены иссякшего элизионного режима гравитационным напором с подпиткой инфильтрационными водами.

С момента установления суши основными зонами питания и создания напора в терригенном комплексе стали предгорья Енисейского кряжа, Саяно-Байкальской горной области и северный склон Алданской антеклизы, где эти отложения зачастую выведены на дневную поверхность или перекрыты сравнительно маломощным чехлом мезозойских и кайнозойских образований. Здесь инфильтрационные воды поступают в терригенные отложения или непосредственно, или по многочисленным дизъюнктивным нарушениям, развитым вдоль краевого шва платформы. Благодаря такому расположению главных зон питания движение пластовых вод на протяжении всего инфильтрационного этапа осуществлялось в основном от окраин платформы к ее внутренним участкам и на север с час-

тичным выходом в Тунгусский и Якутский артезианские бассейны, что подтверждается газогидрохимической зональностью пластовых вод и схемами современных приведенных напоров [Пиннекер, 1966; Подземные рассолы..., 1972]. Дополнительная подпитка подсолевого терригенного комплекса (внутриплатформенное питание) происходит в тектонически ослабленной полосе сочленения Саяно-Енисейской и Тунгусской синеклиз в АЛС и НБА, на что указывали В. Ф. Обухов и Л. И. Сулимова (1977), а также в наиболее приподнятых участках фундамента, где мощность перекрывающих соленосных толщ (водоупоров) сокращается, а терригенные отложения выклиниваются (склоны Анабарской антеклизы, вершины Непского, Сунтарского, Якутского и других крупных сводовых поднятий). Разгрузка подсолевых рассолов в вышележащие толщи (скрытая) и на дневную поверхность происходит в основном в центральных районах юга платформы, главным образом по ослабленным трещиноватым приразломным зонам и долинам Ангары, Лены, Тунгуски и других крупных рек. В прошлые эпохи разгрузка, по-видимому, происходила также в зонах трапшового магматизма и по дизъюнктивам кимберлитовых трубок взрыва.

Главные зоны нефтегазонакопления на инфильтрационном этапе располагаются в центральных районах АЛС и НБА, куда в водорастворенном состоянии (а возможно и в свободной фазе) мигрировали основные массы УВ, генерировавшихся на элизионном этапе в Прибайкальском прогибе и других крупных отрицательных структурах южных окраин платформы. Как показано выше, эти районы были зонами нефтегазонакопления (устойчивыми пьезоминимумами) и на элизионном этапе, что дает основание считать их высокоперспективными для поиска крупных залежей нефти и газа. При оценке перспектив НБА более высоко следует оценивать, по-видимому, южные, юго-восточные и северо-восточные ее участки, которые были (и являются сейчас) первыми на путях движения воды и латеральной миграции УВ.

Механизм формирования залежей на инфильтрационном этапе представляется довольно сложным. При подъеме платформы и при движении пластовых вод вверх по склонам АЛС и НБА высвобождались в свободную фазу как жидкие, так и газообразные УВ (последние преобладали). Они могли пополнить древние ловушки с древними залежами (по-видимому, уже частично разрушенными к тому времени) и в соответствии с законами дифференцированного улавливания углеводородов вытеснить из них древние залежи нефти. При этом происходило взаимное растворение газа в нефти и нефти в газе с превращением их соответственно в газоконденсатную смесь или в легкую нефть, которая при ее неполном вытеснении могла сохраниться в виде оторочек современных залежей. Нефтяные оторочки могли сформироваться и непосредственно из древних газоконденсатных залежей в результате снижения пластового давления и температуры при общем подъеме платформы и особенно в период оледенения ее северных районов. Кроме того, выделившиеся водорастворенные УВ (в основном метан) и вытесненная из древних залежей нефть могли сформировать новые газовые и нефтегазоконденсатные залежи в молодых ловушках, образованных при подъеме платформы и тектонических активизациях в мезозое и кайнозое. Сравнительно молодой возраст открытых в пределах НБА и АЛС залежей подтверждается низким содержанием урана в нефтях — порядка  $(1-2) \cdot 10^{-7} \%$  и изотопно легким составом углерода нефтей и газов —  $\delta^{13}\text{C}$  у них соответственно  $-3,4$  и  $-4,1 \%$  [Алексеев, 1978], а также рядом других признаков [Анциферов, 1976]. На возрастное различие газовых скоплений указывалось Д. И. Дроботом и другими (1978). Разумеется, что при всех этих процессах (как и на элизионном этапе) соблюдался принцип дифференцированного улавливания углеводородов, т. е. нефть оттеснялась в наиболее приподнятые участки НБА и АЛС.

Изложенный механизм формирования залежей подтверждает высокие перспективы Непско-Ботубинской антеклизы (особенно ее склонов, сопряженных с краевыми прогибами юго-восточной окраины платформы) и центральных районов Ангаро-Ленской ступени, так как на протяжении всей геологической истории они представляли собой крупные зоны нефтегазоаккумуляции. Условия для сохранения залежей здесь весьма благоприятные [Гидрогеологические показатели..., 1978]. Есть основания надеяться, что на указанных территориях (в дополнение к уже выявленным месторождениям) будут открыты новые крупные газовые и нефтегазоконденсатные залежи, в том числе с нефтяными оторочками промышленного значения. В наиболее приподнятых участках НБА и АЛС, по-видимому, могут быть выявлены и чисто нефтяные залежи. Однако при поиске новых залежей следует вводить в бурение не только древние (нижнепалеозойские) структуры, но также и более молодые, в том числе неотектонические поднятия, так как они тоже могли быть ловушками для УВ, выделившихся из пластовых вод при неоген-четвертичном (наиболее интенсивном) подъеме данной территории.

#### ЛИТЕРАТУРА

- Алексеев Ф. А. Новые изотопно-радиохимические данные о нефтегазообразовании.— Геол. нефти и газа, 1978, № 9, с. 25—31.
- Анциферов А. С. Формирование нефтегазовых залежей и методика их поисков в южных районах Сибирской платформы.— Геол. нефти и газа, 1976, № 12, с. 5—8.
- Анциферов А. С. О причинах аномально низких пластовых давлений в нефтегазоносных отложениях Непско-Ботубинской антеклизы.— Докл. АН СССР, 1978, т. 242, № 5, с. 1130—1132.
- Борисов А. А. Климаты СССР в прошлом, настоящем и будущем. Л.: Изд-во Ленинградского университета, 1975. 435 с.
- Вожов В. И., Анциферов А. С., Букаты М. Б. Гидрогеохимическая зональность верхнедокембрийских и кембрийских нефтегазоносных отложений Сибирской платформы.— В кн.: Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов Сибири. Новосибирск, 1977, с. 4—19.
- Гидрогеология Иркутского нефтегазоносного бассейна /А. С. Анциферов, А. С. Артемюк, О. В. Зюхова и др. Иркутск, Вост.-Сиб. кн. изд-во, 1971. 117 с.
- Гидрогеологические показатели нефтегазоносности докембрийских отложений Иркутского нефтегазоносного бассейна/Под ред. А. С. Анциферова. М.: Недра, 1978. 125 с.
- Дробот Д. И., Преснова Р. Н., Анциферов А. С. О нефтеобразовании в рифейско-вендских и нижнекембрийских толщах Сибирской платформы.— В кн.: Горючие ископаемые (Докл. на XXV сессии Международного геологического конгресса). М.: Наука, 1978, с. 127—133.
- Дробот Д. И. и др. Состав и закономерности распределения природных газов в рифейско-вендских отложениях терригенного комплекса юга Сибирской платформы.— Геол. и геофиз., 1978, № 9, с. 39—48.
- Кругликов Н. М. Общие представления о роли подземных вод в формировании газовых залежей.— В кн.: Анализ влияния различных факторов на размещение и формирование месторождений нефти и газа. Л.: Недра, 1971, с. 153—158.
- Пестеров И. И. Уплотнение глинистых пород.— Сов. геология, 1965, № 12, с. 69—80.
- Никаноров А. М., Волобуев Г. П., Барцев О. В. Палеогидрогеологические реконструкции нефтегазоносных бассейнов. М.: Недра, 1975. 192 с.
- Обухов В. Ф., Судилова Л. И. О природе внутриплатформенного пьезомаксимума в Иркутском водонапорном бассейне в связи с прогнозированием перспектив нефтегазоносности.— В кн.: Новые методы прогнозов и поисков полезных ископаемых в Восточной Сибири. Иркутск, 1977, с. 59—64.
- Павлет В. В. Условия миграции УВ в вендских терригенных отложениях на элизионном этапе развития Иркутского нефтегазоносного бассейна.— В кн.: Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов Сибири. Новосибирск, 1977, с. 19—28.

- Пиннекер Е. В. Рассолы Ангаро-Тенского артезианского бассейна. М.: Наука, 1966. 281 с.
- Соколов В. А. Геохимия газов земной коры и атмосферы. М.: Недра, 1966. 301 с.
- Якобсон Г. П., Самсонов Ф. П., Качалов Ю. М. Методика палеогидрогеологических исследований нефтегазоносных бассейнов.— В кн.: Гидродинамика, гидрохимия нефтегазоносных бассейнов европейской части СССР (в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности). М., 1970, с. 4—12.
- Янин А. И. О глубине солеродных бассейнов и некоторых вопросах формирования мощных соляных толщ.— Геол. и геофиз., 1961, № 1, с. 3—15.

М. М. МАНДЕЛЬБАУМ

## НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НЕПСКОГО СВОДА

(критерии поиска)

В пределах Сибирской платформы выявлены разновозрастные нефтегазоносные бассейны. Мощные перспективные комплексы осадочного чехла развиты на территории Иркутской области, Красноярского края и Якутской АССР. Сибирская платформа располагает потенциальными ресурсами нефти и газа. Эта оценка, сделанная на основании применения современных научных методов прогноза нефтегазоносности территорий (объемно-генетический метод) и анализа всех имеющихся к настоящему времени геолого-геохимических материалов по перспективным осадочным комплексам и их генерирующим способностям, позволила А. А. Трофимуку, а затем и другим геологам обосновать перспективы нефтегазоносности Сибирской платформы.

Нефтегазопоисковые работы в южной части Сибирской платформы выполняются в сложных геологических и географических условиях. Мощная галогенно-карбонатная и подчиненная по мощности терригенная толща пород кембрийского возраста определяют основные особенности картирования структурного плана продуктивных горизонтов.

В целом изучаемый разрез по своей геолого-геофизической характеристике может быть подразделен на 4 комплекса, отличающихся положением в разрезе и сложностью взаимоотношения структурных планов.

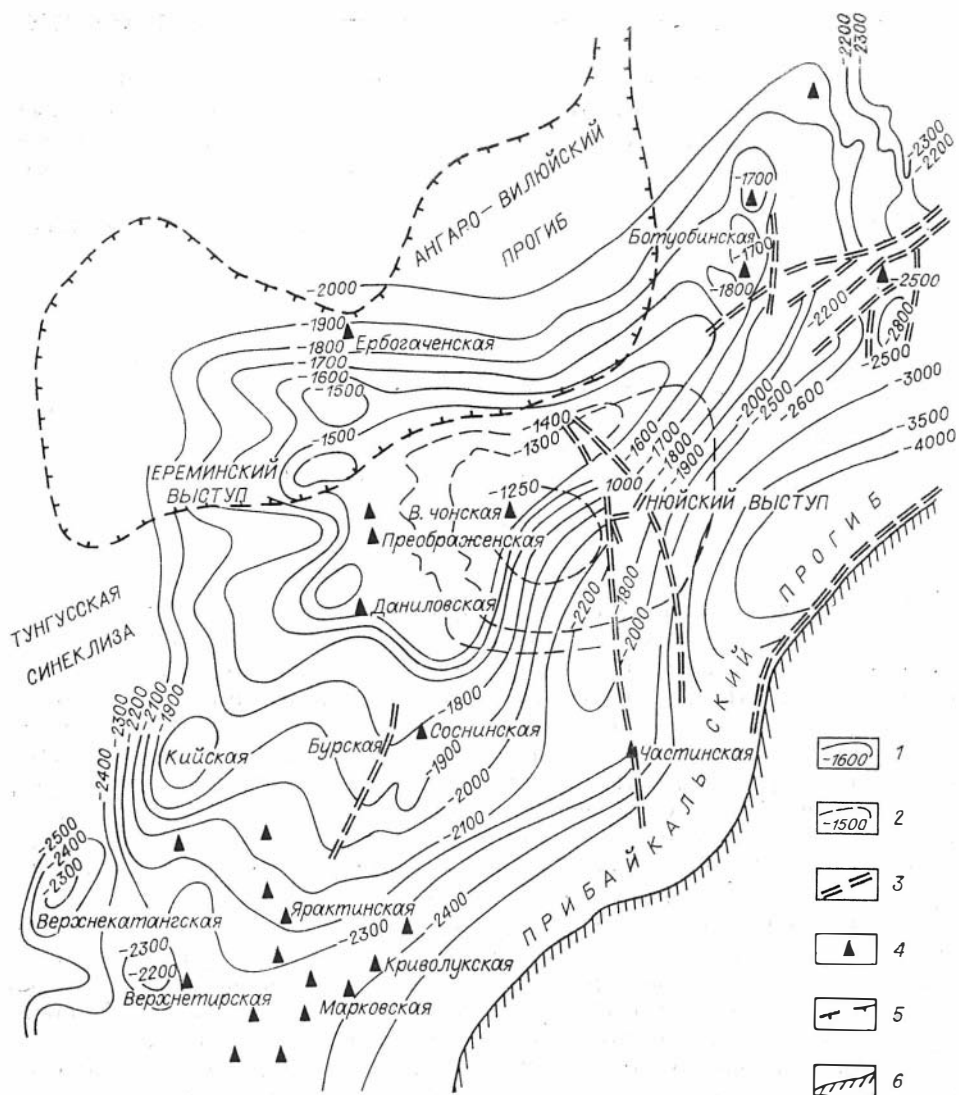
1. Комплекс преимущественно терригенных венд-кембрийских отложений краевых прогибов платформы.

2. Карбонатно-терригенные отложения мотской свиты нижнего кембрия, присутствующие повсеместно. За исключением краевых частей платформы и внутренних прогибов терригенные отложения непосредственно залегают на породах кристаллического фундамента докембрия. Именно с этими отложениями связаны основные (базисные) горизонты поисков и разведки месторождений нефти и газа.

3. Галогенно-карбонатный комплекс пород усольской, бельской, булайской и ангарской свит нижнего кембрия с соленасыщенностью, составляющей 50—70% разреза.

4. Преимущественно терригенный комплекс верхнего кембрия, ордовика, силура.

Взаимоотношения структурных планов указанных комплексов отличаются большим разнообразием, а продуктивные горизонты, в основном приуроченные ко второму и третьему комплексам, характеризуются различными структурными, структурно-литологическими и другими типами ловушек.



Обзорная схема Непского свода.

1 — изогипсы по поверхности фундамента (1) и по кровле мотской свайги (2); 3 — тектонические нарушения; 4 — площади глубокого бурения; 5 — границы Ангаро-Виллюйского прогиба; 6 — восточное ограничение Сибирской платформы.

Прогноз перспективности территории определяется как результат совместной интерпретации истории геологического развития, тектоники, термогидродинамической и геохимической обстановок, определяемых современными геофизическими, геохимическими и другими методами.

В пределах Сибирской платформы одним из наиболее перспективных районов, где можно ожидать высокую эффективность нефтегазопроисковых работ, обеспечивающих открытие месторождений, является Непский свод (см. рисунок).

Непский свод — крупнейшая структура Непско-Ботуобинской антиклизы — расположен в северо-восточной части Иркутского амфитеатра и граничит с нижнепалеозойским Прибайкальским прогибом на юго-востоке и верхнепалеозойской Тунгусской синеклизой на северо-западе. На северо-востоке свод погружается под мезозойские отложения Лено-Виллюйской синеклизы. В юго-западном направлении он ограничивается областью регионального погружения кембрийских отложений.

Территория Непского свода характеризуется значительной поверхностью и глубинной геологической неоднородностью.

Туфогенные пермо-триасовые формации перекрывают значительную часть западного погружения свода. Воздымание Байкальской горной страны воздействовало на прилегающую часть платформы, резко нарушив первоначальную региональную структуру свода и прилегающего Прибайкальского прогиба.

Исходя из анализа мощностей и современной морфологии поверхности фундамента, структурного плана отложений венда, кембрия, термогидродинамической обстановки, можно сказать, что Непский свод характеризуется следующими основными чертами, определяющими в конечном счете условия формирования и закономерности размещения залежей нефти и газа.

Современный и палеотектонические планы Непского свода существенно отличаются.

Геофизическими работами и глубоким бурением в междуречье Нижней Тунгуски и Чоны выявлен обширный «лысый» (по базальным терригенным отложениям) выступ фундамента, определивший развитие на его склонах шельфовой зоны, где формировались коллекторы, ставшие впоследствии основой регионального нефтегазоаккумуляции. Сравнительно недавнее воздымание Байкальской горной области обусловило резкий структурный перекося, что привело к смещению современного положения свода, при этом его наиболее высокие отметки оказались в 100 км восточнее положения древнего свода.

Как это было установлено региональными сейсмическими зондированиями, поверхность фундамента Непского свода отличается расчлененностью, перекрывающие его осадочные комплексы в ряде районов залегают с несогласием, что обусловлено существованием древних рвopodobных прогибов.

В центральной части Непского свода выделяется Преображенское поднятие площадью 20 000 км<sup>2</sup>. При этом шлейф базальных потенциально нефтегазоносных терригенных отложений в восточной части поднятия развит на площади свыше 9000 км<sup>2</sup>.

В пределах свода четко прослеживается ряд нефтегазоносных горизонтов в карбонатной части разреза, суммарная мощность всех потенциально перспективных горизонтов возрастает в северном направлении.

Нефтегазоносны в пределах свода нижнекембрийские и вендские отложения. Основным объектом поисково-разведочных работ являются залегающие непосредственно на кристаллическом фундаменте карбонатно-терригенные отложения мотской свиты, парфеновский, ярактинский и другие пласты песчаников, а также сахаровидные пористые доломиты преображенского и устькутского горизонтов. Наряду с ними перспективны также некоторые горизонты трещиноватых доломитов в вышележащих галогенно-карбонатных отложениях нижнего кембрия (осинский, балыхтинский, бильчирский и другие (см. таблицу)).

Анализ закономерностей в изменении мощностей и фаций мотской и усольской свит подтверждает вывод о древнем заложении и унаследованном длительном развитии Непского свода в течение байкальского и каледонского этапов тектогенеза. В нижнемотское время формирование терригенных отложений и песчаниковых пластов происходило в основном за счет сноса кластического материала с центральных участков свода, которые в это время оставались суше и в последующие периоды погружались

---

<sup>1</sup> Площадь Непского свода не превышает 50 тыс. км<sup>2</sup>. В понимании автора Непский свод охватывает практически всю Непско-Ботубинскую антеклизу. (Прим. ред. коллегии.)



### ХАРАКТЕРИСТИКА

*основных продуктивных горизонтов по отдельным районам Непского свода*

Месторождение, площадь	Горизонт	Глубина залегания	$H_{эф}^m$	кп. %	Результаты испытаний
Марковское	Парфеновский	2500—2600	1,4—9,0/5,2*	9—15/12	Промышленные притоки газа
	Осинский	2150—2250	1—10	3—6	Промышленные притоки нефти
Ярактинское	Ярактинский	2590—2680	0,9—11,9/6,8	7,3—19/11,8	Промышленные притоки нефти и газа
Верхнеочонское (скв. 122, 123)	»	1560—1580	8,7—10	13—17/15	Промышленный приток газа
	—	—	10	15	» » нефти
Южно-Суридинская (скв. 119)	»	2500—2500	5	12—16,8/14,4	» » »
Даниловское (скв. 144)	Преображенский	1760—1779	10—18/13,8	9—11/10,0	Притоки газа
	Устькутский	1610—1635	9,9—10/9,9	5,5—12,5/9,0	Промышленные притоки нефти
	Осинский	1516—1530	3—10/3,5	4—10/5	Приток нефти. Горизонт не испытан
	Христофоровский	1050—1120	7,6—10/7,6	5—10/5	Приток газа. Горизонт не испытан
Преображенское (скв. 106)	Преображенский	1525—1600	7—10/7	6—11/8	Притоки газа
Ербогаченская (скв. 200)	Парфеновский	2120—2135	5—8/5,4	6—12/8	Скважина не испытывалась
	Преображенский	2090—2115	16	6—8	Приток нефти
	Устькутский	1870—1890	20	7—14	
	Осинский	1820—1830	5—10/7,5	4—8/6	
	Христофоровский	1500—1570	20—26/23	9—13/11	
	Атовский	1390—1410	20—30/25	6—10/8	
	Биркинский	1040—1090	20—40/30	7—11/9	

Примечание. Числитель — пределы изменений, знаменатель — средние значения.

с относительно меньшей скоростью, чем его южные окраины. Имеющиеся данные позволяют уточнить условия формирования песчаников с улучшенными коллекторскими свойствами, к которым приурочены выявленные здесь залежи нефти и газа, и наметить в общих чертах наиболее вероятное расположение перспективных зон в региональном плане.

По термогидродинамическим условиям Непский свод четко подразделяется на две части:

а) ботубинскую (мирненскую) с низкими пластовыми температурами до  $+6^{\circ}\text{C}$  и аномально низкими пластовыми давлениями (дефицит последних составляет около 25% от гидростатического);

б) преображенскую (чонскую) с нормальными давлениями и температурами.

При этом следует иметь в виду, что в обеих из названных частей свода нефтегазовые месторождения приурочены к нижней части мотской свиты, т. е. находятся на одном и том же стратиграфическом уровне и характеризуются многими общими чертами геологического развития, но значительно отличаются пластовыми давлениями и температурами.

Основная причина образования аномально низких давлений — геотермические факторы. Анализ градиентов Ярактинской и Марковской площадей и подмерзлотной части Среднеботубинской площади показал, что они близки друг к другу, хотя пластовые температуры значительно отличаются. Аномально низкие пластовые давления в северной части Непского свода объясняются низкими пластовыми температурами, возникшими из-за большой мощности многолетнемерзлых пород, что связывается с периодами оледенения [Б. Фукс, А. Фукс, 1979].

В пределах Непского свода на значительном числе площадей получены притоки нефти и газа промышленного значения. Разведано Марковское и Ярактинское нефтяные и газоконденсатные месторождения, находятся в разведке Аянское, Верхнечонское, Даниловское и др. (Иркутская область), Ботубинское и Вилючанское месторождения (Якутская АССР).

Более половины залежей приурочено к подсолевым терригенным отложениям нижнемотской подсвиты, в связи с чем эти отложения должны рассматриваться в качестве основного объекта поисково-разведочных работ.

Анализ приведенных данных в ряду основных признаков распознавания крупных нефтяных месторождений [Трофимук и др., 1971] показал, что Непский свод по вероятности их открытия занимает одно из первых мест в Сибири.

Распределение залежей в пределах свода обусловлено как литолого-фациальными, так и тектоническими факторами, которые тесно взаимосвязаны. В региональном плане мощность терригенных отложений уменьшается к северу и к центральной части свода и его локальных поднятий, при этом отдельные пласты и пачки выклиниваются или претерпевают литолого-фациальные изменения, создавая благоприятные условия для формирования литологически и стратиграфически экранированных ловушек «неструктурного» типа. Сами же залежи приурочены к повышенным участкам выклинивающихся песчаниковых пластов и, главным образом, к зонам с хорошими коллекторскими свойствами, полосовидное распределение которых характерно для склонов свода.

Вероятность обнаружения крупных залежей нефти связывается с подсолевыми карбонатными отложениями Преображенского поднятия и других районов свода.

Геохимическая зональность нефтей и газов указывает на то, что формирование залежей обусловлено латеральной миграцией, при подчиненных масштабах вертикальной.

Выявленные залежи в пределах Непского свода имеют следующие общие характеристики:

карбонатные горизонты, особенно подсолевого комплекса, характеризуются преимущественно нефтяным насыщением; базальные терригенные отложения — газонефтяным;

газы по составу жирные и имеют высокий конденсатогазовый фактор; выпадение жидкой фазы из газоконденсатной смеси практически происходит при давлениях, равных пластовому;

все газовые месторождения обладают нефтяными оторочками, но различного размера.

Приведенные выше основные характеристики Непского свода позволили А. А. Трофимуку обосновать и предложить исключительной важности методические положения, определившие возможности ускоренного изучения Непского свода как единого объекта поисков.

В пределах Непского свода выделяется три этажа потенциальной нефтегазонасности:

1. Терригенный — в основании осадочной толщи.
2. I карбонатный — устькутский и другие горизонты в среднемотской под-свите, осынский.
3. II карбонатный — горизонты в верхах усольской свиты, в бельской, булайской и ангарской свитах.

Изучение Непского свода как единого поискового объекта вызвало необходимость временного отказа от планирования подготовки запасов по промышленным категориям и направления в ближайшие годы геофизических работ и глубокого бурения на общую оценку этой гигантской структуры Сибирской платформы.

Многообразие условий, сложность ловушек предопределяют необходимость интенсивного развития методов по непосредственному обнаружению залежей. Это связано прежде всего с тем, что в условиях малоамплитудных пологих структур и особенностей кембрийских отложений только структурный фактор не может служить надежной основой поисков [Федьинский, 1977; Трофимук, 1977]. Поэтому изучение Непского свода необходимо осуществлять с широким использованием методов прямого обнаружения залежей в комплексе с глубоким параметрическим бурением.

Особо следует выделить два параллельных пути развития этих методов: а) полевой; б) скважинный.

Геофизические работы по непосредственному выделению залежей (прямые поиски) проводятся во все возрастающих масштабах. За последние годы они выполнялись на ряде площадей, структур и месторождений на юге Сибирской платформы, в пределах Непского свода (СНИИГГиМС, МИНХиГП, Иркутскгеофизика).

Основным костяком прямых поисков служит комплекс сейсмо- и электроразведки.

Сейсморазведочные наблюдения,ряду с традиционной обработкой, в настоящее время повсеместно подвергаются частотному анализу (параметр «бета»). Широкое использование частотного анализа для выделения залежей и месторождений основано на гипотезе, что существующий диффузионный поток газа, сопровождающий залежи и месторождения (о чем свидетельствуют и геохимические данные), способствует изменению частотного спектра сейсмических волн и появлению так называемых аномалий поглощения высокочастотной составляющей.

Высокая минерализация законтурных пластовых вод, характерная для кембрийских и вендских отложений Сибирской платформы, создает принципиальную возможность прослеживания положения контура ВНК, что было успешно реализовано с помощью метода ЗСБЗ.

Таким образом, комплексирование двух методов, несущих независимую информацию, обеспечивает получение исходных данных для выделения так называемых АТЗ (аномалий типа залежь).

Первые работы выполнены в пределах Ярактинского месторождения. Основной продуктивный горизонт приурочен здесь к базальным песчани-

кам, залегающим на глубинах порядка 2600 м и в структурном плане представляющим моноклиналь с градиентом наклона 1—2 м на 1 км, при высоте залежи, не превышающей 50 м.

Естественно, что в этих условиях не может быть речи о каком-либо структурном контроле, так как вся Ярактинская залежь располагается в пределах неуверенного (до 50 м) «блуждания» одной изогипсы. Опробование указанного комплекса в пределах Ярактинского месторождения позволило определиться с выбором интервала анализа, на тестовом материале отработать основные приемы. В настоящее время прогноз АТЗ в этом районе охватывает площадь свыше 2000 км<sup>2</sup>. В целом наблюдается высокая подтверждаемость прогноза — 70—95%. Несовпадение прогноза (не более 30%) приурочено к периферийной части АТЗ, что также может быть объяснено недостаточной точностью и плотностью сети наблюдений.

Другим чрезвычайно важным направлением служат методы скважинной электроразведки по определению положения контура выявленной залежи.

Предложено несколько модификаций метода, каждая из которых применима для определенных геоэлектрических условий разреза.

Метод измерения электропроводности разреза (МИЭП) предназначен для прослеживания продуктивного горизонта и определения контура залежи в условиях, когда залежь находится под высокоомным экраном. Сущность измерений заключается в использовании канализирующего прохождения электрического тока по проводящим горизонтам от погружаемого в скважину колонны бурового инструмента, что позволяет оценивать приращение проводимости разреза по площади при поступательном погружении инструмента.

Для применения метода благоприятны условия разреза Непского свода, где продуктивные горизонты являются проводящими, при этом их проводимость при переходе от нефтегазонасыщенной части в законтурную водоносную часть резко изменяется (1—2 порядка), что позволяет четко картировать положение залежи.

В заключение следует отметить, что научными и производственными организациями были разработаны основные направления геологоразведочных работ на нефть и газ в Восточной Сибири, в том числе и в Иркутской области.

Существующая изученность недр позволяет с достаточной надежностью планировать поисковые работы на выявленных крупных зонах нефтегазонакопления, а при условии выполнения соответствующих объемов параметрического и поискового бурения и опережающего развития геофизических работ интенсивный прирост разведанных запасов.

В основу принятых направлений положены методические положения, предложенные А. А. Трофимуком, которыми предусматривается концентрация нефтегазопоисковых работ на наиболее перспективном объекте Иркутской области — Непском своде. На его территории намечено разместить более 70% объемов глубокого бурения и геофизических работ, что обеспечит широкий поиск и общую оценку нефтегазонасыщенности свода.

Как это уже неоднократно предлагалось [Трофимук, 1974], необходимость резкого разворота поисковых работ, в свою очередь, предполагает подготовку запасов в основном по категории С<sub>2</sub>, что создаст надежную базу для повышения эффективности последующих разведочных работ. Это и должно явиться тактической основой в изучении нефтегазонасыщенности Сибирской платформы в одиннадцатой пятилетке. Решающее значение в ускоренной оценке нефтегазонасыщенности недр Непского свода должны иметь новые прогрессивные геофизические методы.

- Рабинович Б. И., Сурков В. С., Мандельбаум М. М.* Электроразведка при поисках залежей нефти и газа на Сибирской платформе.— Сов. геология, 1977, № 2, с. 1—14.
- Трофимук А. А.* Развитие геологии нефти и газа.— Геол. нефти и газа, 1977, № 11, с. 1—7.
- Трофимук А. А.* и др. Распознавание образов гигантских нефтяных месторождений.— В кн.: Проблемы нефтегазоносности Сибири. Новосибирск: Наука, 1971, с. 34—50.
- Федьинский В. В.* Проблема повышения эффективности и качества геофизических работ на нефть и газ.— Геол. нефти и газа, 1977, № 11, с. 10—20.
- Фукс Б. А., Фукс А. Б.* Причины различных пластовых давлений в газоконденсатных залежах Непского свода.— Геол. нефти и газа, 1979, № 10, с. 45—48.

*В. С. ВЫШЕМИРСКИЙ, Н. П. ЗАПИВАЛОВ*

### НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ПАЛЕОЗОЯ ЮГО-ВОСТОКА ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ

Быстрое развитие нефтяной и газовой промышленности в Западной Сибири обеспечивается сырьевыми ресурсами пока только мезозойских отложений, главным образом меловых. Однако теперь уже можно с уверенностью говорить о промышленной нефтегазоносности на этой территории также и палеозойских отложений.

Этот вопрос не новый. Еще в начале 30-х годов И. М. Губкин призывал к поискам нефти на Западно-Сибирской равнине как в мезозойских отложениях, так и в палеозойских [Губкин, 1953а, б], а Н. С. Шатский относил к перспективным на нефть только палеозойские отложения [Шатский, 1932]. Вплоть до конца 50-х годов многие исследователи Западной Сибири больше рассчитывали на открытие палеозойской нефти, чем мезозойской. Но в 60-е годы, в значительной мере в связи с открытием крупных месторождений в мезозое, интерес к палеозойским отложениям утратился, и перспективность их на нефть и газ высоко оценивалась лишь в единичных работах [Трофимук, 1964], а поисковых работ на палеозойскую нефть совершенно не проводилось.

Возрождение проблемы палеозойской нефти в Западной Сибири произошло в конце 60 — начале 70-х годов благодаря материалам глубокого сейсмического зондирования [Пузырев, Крылов, 1971], новым данным по геохимии нефтей и битумоидов [Вышемирский, 1971], крупным притокам нефти из зоны контакта палеозоя с мезозоем [Трофимук и др., 1972].

На Западно-Сибирской плите палеозойские отложения не входят в состав платформенного чехла, нефтегазоносность которого уже хорошо изучена. Они слагают значительную часть складчатого фундамента и полностью (вместе с триасом и, возможно, отложениями самой ранней юры) — промежуточный комплекс. Фундамент, очевидно, бесперспективен на нефть и газ, хотя мелкие вторичные залежи в коре выветривания здесь возможны, а промежуточный комплекс является в Западной Сибири единственным геоструктурным элементом, в котором палеозойские отложения перспективны на нефть и газ.

Промежуточные тектонические комплексы выявлены почти на всех платформах. Во многих районах нефтегазоносность их доказана бурением. В геотектоническом плане эти комплексы сходны с нефтеносными областями краевых прогибов и межгорных впадин, отличаясь от них в первую очередь тем, что они погребены под платформенным чехлом. Последнее обстоятельство имеет не только отрицательные следствия, но и положительные, например: большую мощность отложений, переживших главную

фазу нефтеобразования, высокое качество нефтей, перекрытие продуктивных отложений базальными толщами платформенного чехла еще до формирования залежей.

На Западно-Сибирской плите промежуточный комплекс имеется на обширных территориях. Судя по картам, составленным под руководством В. С. Суркова, второй этаж фундамента (по используемой нами терминологии это и есть промежуточный тектонический комплекс) наиболее широко распространен на востоке и севере плиты [Сурков и др., 1971; Сурков, Жеро, 1977]. Серия отработанных «Главтеньгеологией» сейсмических профилей показала, что почти по всей северной половине плиты между фундаментом и платформенным чехлом прослеживается мощная слабодислоцированная толща.

Не подлежит сомнению, что на севере и востоке плиты в промежуточном тектоническом комплексе будут открыты промышленные месторождения нефти и газа. Однако почти полное отсутствие здесь скважин, вскрывших промежуточный комплекс, пока не позволяет судить о перспективности палеозоя в этих районах более или менее конкретно.

Ключевым районом в изучении перспектив нефтегазоносности палеозоя Западно-Сибирской плиты в настоящее время, несомненно, является ее юго-восточная часть (Томская, Новосибирская, Омская области), в которой благодаря поискам нефти и газа в юрских отложениях более 400 скважин вошли в доюрские образования, как правило, на небольшую глубину.

Одни скважины под юрскими отложениями вскрывают промежуточный комплекс, а другие — выступы складчатого фундамента. Оконтуривание районов распространения промежуточного комплекса представляет собой весьма ответственную задачу, которая разными коллективами решается по-разному. Авторы данной статьи представляют коллективы, которые отдадут предпочтение в этом вопросе материалам по катагенезу органического вещества и эпигенезу осадочных пород, так как в отличие от геофизических данных их можно получить по каждой скважине, вскрывшей доюрские осадочные породы, и они прямо свидетельствуют о степени воздействия на породы глубинных факторов.

Судя по хорошо изученным угленосным бассейнам, складчатый фундамент должен характеризоваться метаморфическими изменениями органического вещества до антрацитовой и графитовой стадий, отложения субплатформенных частей промежуточного комплекса — сравнительно низкими стадиями катагенеза, соответствующими начальным маркам каменных углей, а отложения субгеосинклинальных частей — более высокими стадиями: до тощей и начальной антрацитовой. Именно такие соотношения и отмечаются на юго-востоке Западно-Сибирской плиты. Это видно на карте, составленной А. Н. Фоминым на базе большого углепетрографического материала (рис. 1).

Значительную часть выступов складчатого фундамента составляют гранитные массивы. Осадочные породы целиком преобразованы здесь в метаморфические. Глинистые минералы в них полностью превращены в мелкокристаллические кварцево-хлоритовые агрегаты с примесью других вторичных минералов, а терригенные зерна потеряли первоначальную форму из-за глубокой перекристаллизации. Во всех без исключения изученных пробах органическое вещество находится на антрацитовой стадии. Эти отложения, очевидно, пережили геосинклинальный и складчатый этапы развития.

Осадочные породы промежуточного тектонического комплекса по характеру эпигенетического преобразования минералов либо в принципе не отличаются от пород базальных горизонтов осадочного чехла, либо немного превосходят их. Глинистая составляющая терригенных пород подверглась частичной гидрослюдизации и хлоритизации, терригенные зерна в основном сохранили первичную форму. В карбонатных породах не отме-

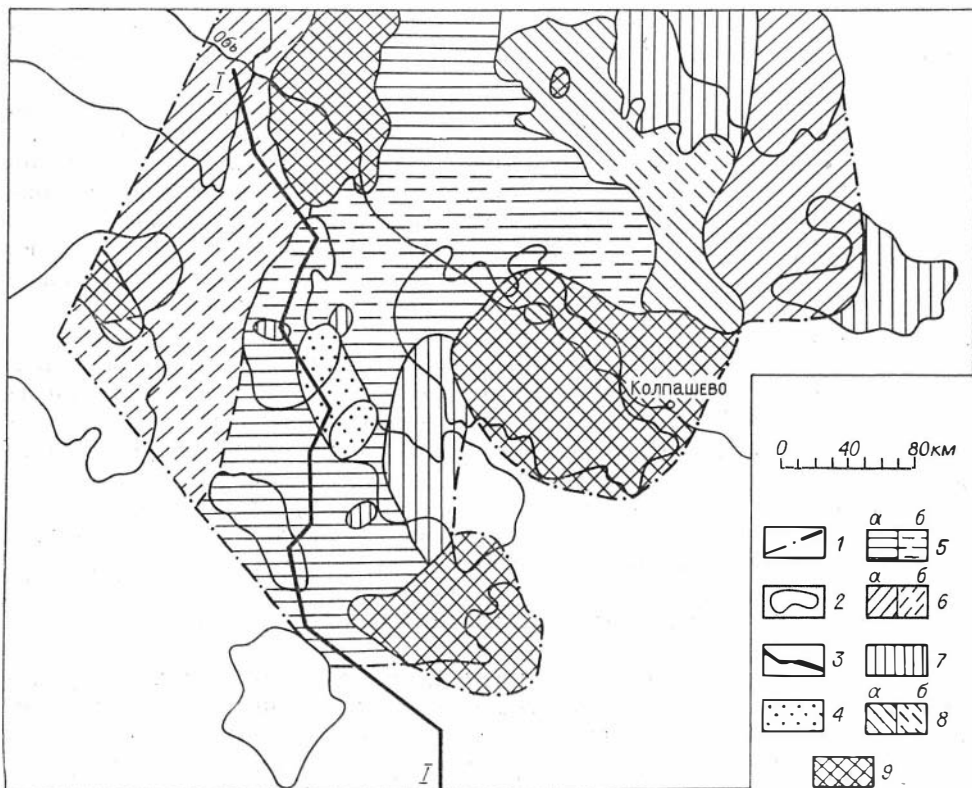


Рис. 1. Схематическая карта катагенеза органического вещества верхней части доюрских отложений.

1 — границы исследованной территории; 2 — сводовые поднятия, закартированные по мезозойским отложениям; 3 — линия профиля I—I; 4—9 — зоны катагенеза (а — достоверные, б — предполагаемые); 4 — ДГ—Г', 5 — ГЖ—Ж, 6 — ЖК—К, 7 — ОС—Т, 8 — Т—ПА, 9 — ПА—А.

чается изменений, вызванных региональным метаморфизмом. Местами наблюдается частичная перекристаллизация, но не более интенсивная, чем, например, в палеозое Урало-Поволжья. Более глубокие изменения известны лишь в зонах непосредственного контакта с магматическими породами.

Степень катагенеза органического вещества в палеозое промежуточного комплекса варьирует в очень широком диапазоне: от длиннопламенно-газовой стадии до начальной антрацитовой. По этому признаку образования промежуточного комплекса можно условно разделить на субплатформенные и субгеосинклинальные. Границу между ними удобнее всего проводить по стадии катагенеза К. В этом случае субплатформенные отложения по условиям катагенеза (от ДГ до К) перспективны на нефть и газ, а субгеосинклинальные частично перспективны только на газ (ОС—Т) и частично бесперспективны (ПА — А).

Площадь территории, показанной на рис. 1, составляет 160 тыс. км<sup>2</sup>. На выступы складчатого фундамента приходится 34 тыс. км<sup>2</sup> (22%), на субплатформенные отложения промежуточного комплекса — 81 тыс. км<sup>2</sup> (51%) и на субгеосинклинальные — 43 тыс. км<sup>2</sup> (27%). Последние на площади 16 тыс. км<sup>2</sup> (10%) перспективны на газ и на площади 27 тыс. км<sup>2</sup> (17%) бесперспективны. На данном этапе исследований приведенные соотношения площадей можно принять в качестве вероятных средних величин для Западно-Сибирской плиты в целом.

Мощности промежуточного комплекса достигают 3—5 км, а местами и более. В результате работ, проведенных комплексом сейсмических методов (КМПВ, ГСЗ, ЗПВ, МОГТ), было установлено, что во многих

## Сейсмические границы в доюрских образованиях

Толща	Индекс отражающего горизонта	Стратиграфическая приуроченность сейсмических границ (волн), их характеристика
Вулканогенно-осадочная	$T_{отр}$ (пр)	Отражающая (преломляющая) граница, соответствующая подошве чехла
	$\left\{ \begin{array}{l} T_{отр}^1 \\ T_{отр}^2 \end{array} \right.$	Отраженные волны от границ вулканогенно-осадочной толщи
Терригенно-карбонатная	$\Pi_{пр}$ (отр)	Преломленная (отраженная) волна с $V_r = 5,6-6,0$ км/с, соответствующая кровле терригенно-карбонатной толщи
	$\left\{ \begin{array}{l} \Pi_{отр}^1 \text{ (пр)} \\ \Pi_{отр}^2 \text{ (пр)} \\ \Pi_{отр}^3 \text{ (пр)} \end{array} \right.$	Отраженные (преломленные) волны внутри терригенно-карбонатной толщи
	$\Phi_{пр}$ (отр)	Преломленная (отраженная) волна с $V_r = 6,6-6,4$ км/с, соответствующая кровле фундамента
	$\left\{ \begin{array}{l} \Phi_{пр}^1 \text{ (отр)} \\ \Phi_{пр}^2 \text{ (отр)} \end{array} \right.$	Преломленные (отраженные) волны внутри фундамента
	$\left\{ \begin{array}{l} K_{отр} \text{ (пр)} \\ K_{отр}^1 \text{ (пр)} \\ K_{отр}^2 \text{ (пр)} \end{array} \right.$	Отраженные (преломленные) волны от границ внутри консолидированной части коры
	$M$	Преломленная (отраженная) волна с $V_r = 7,8-8,2$ км/с, соответствующая поверхности Мохоровичича

районах Западной Сибири ниже подошвы мезозойско-кайнозойского чехла (отражающая граница  $T$ ) прослеживается две преломляющие границы:  $\Pi$  с граничной скоростью 5,5—6,0 км/с и  $\Phi$  с граничной скоростью 6,1—6,4 км/с соответственно на глубинах 2500—4000 и 2500—9000 м. Индексация горизонтов и границ приводится в табл. 1.

Анализ геологических и геофизических материалов показывает, что преломляющая сейсмическая граница  $\Phi$  с некоторой степенью вероятности может быть отождествлена с поверхностью фундамента. На многих участках в южной части плиты преломляющая граница  $\Phi$  располагается на значительной глубине и отделена от подошвы мезозойско-кайнозойского чехла (отражающая граница  $T$ ) толщей осадочных пород мощностью 4—6 км (рис. 2). Это свидетельствует о том, что на таких участках в разрезе доюрских образований присутствует толща пород, по своим физическим свойствам отличающаяся как от отложений платформенного мезозойско-кайнозойского чехла, так и от образований фундамента [Запывалов, 1974].

Выше преломляющей границы  $\Phi$ , на глубинах 2500—4000 м, внутри отложений промежуточного комплекса прослеживается граница  $\Pi$ , которая делит его на два слоя. Наши представления о литолого-стратиграфическом разрезе палеозойских отложений южных районов Западной Сибири позволяют отождествлять слои промежуточного комплекса с терригенно-карбонатными отложениями кембрия — силура — среднего карбона (нижний слой) и вулканогенно-осадочными образованиями верхнего карбона — пермо-триаса (верхний слой). Таким образом, преломляющая граница  $\Pi$  соответствует кровле силур — девон среднекаменноугольных морских отложений.



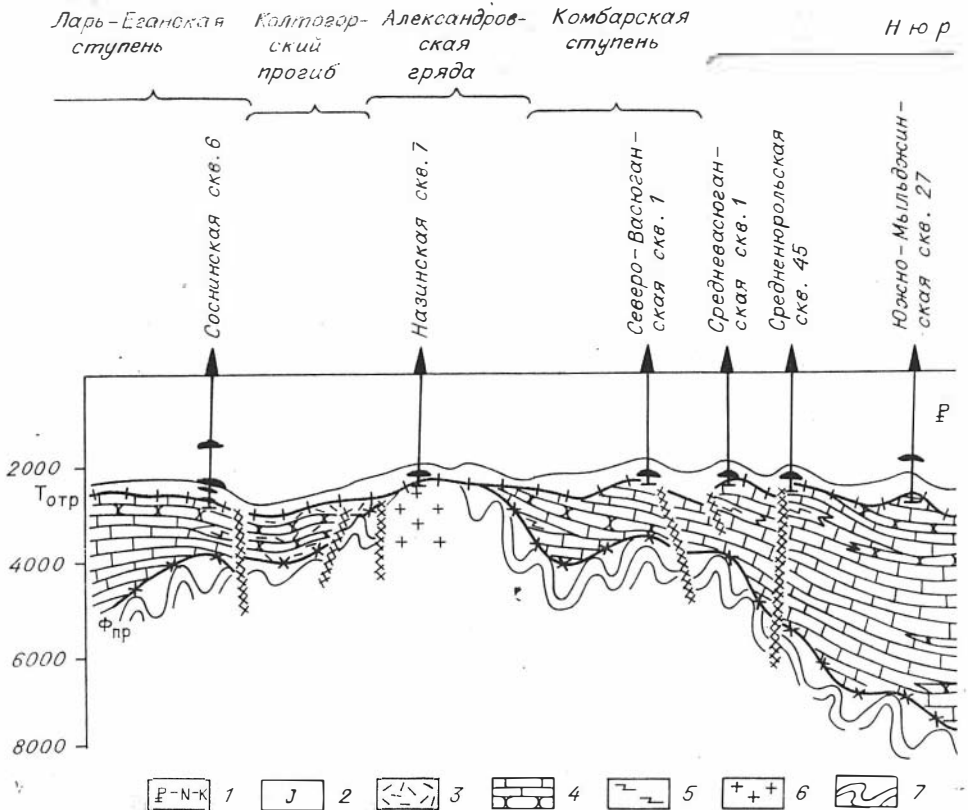


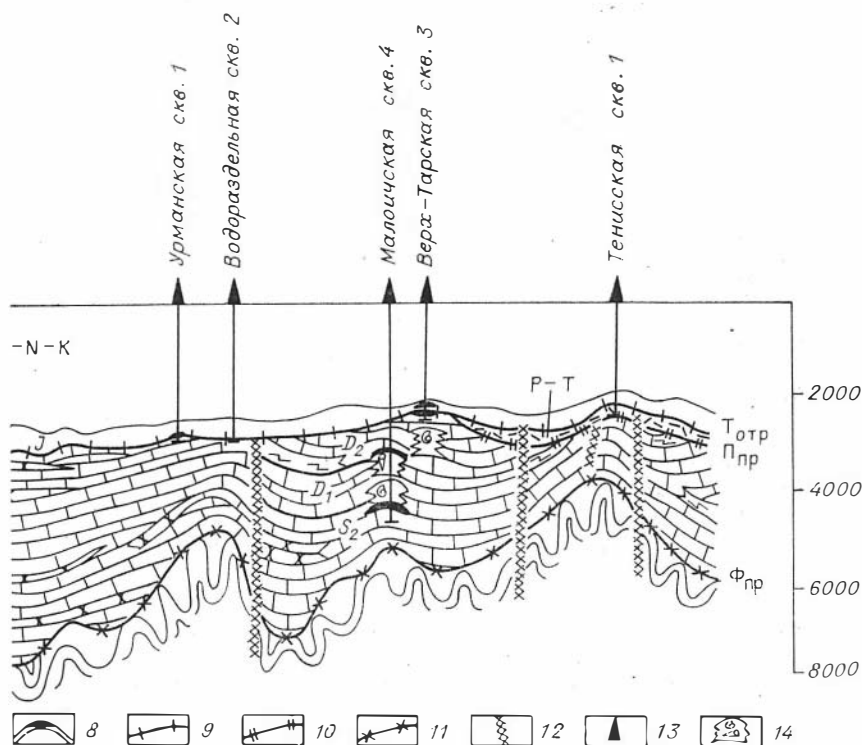
Рис. 2. Геолого-геофизический разрез по 1 — отложения неоген-палеоген-мелового возраста; 2 — отложения юрского возраста; 3 — вулканическая толща промежуточного комплекса; 4 — диабазы; 5 — граниты; 6 — складчатый фундамент; Цпр; 11 — преломляющий горизонт Фпр; 12 — предполагаемые тектонические нарушения, выде

Характер прослеживаемости сейсмических границ, а также анализ геологических материалов, полученных при бурении глубоких скважин, свидетельствуют о блоковом строении промежуточного комплекса и складчатого фундамента. Блоки разделяются зонами глубинных разломов. Их амплитуды по кровле складчатого фундамента иногда достигают нескольких километров.

В пределах высоко поднятых блоков промежуточный комплекс либо полностью отсутствует, либо имеет незначительную мощность (до 200—500 м) и представлен в основном вулканогенно-осадочными образованиями. Опущенные блоки фундамента перекрываются образованиями промежуточного комплекса большой мощности.

Приблизительные расчеты и построения показывают, что суммарная мощность образований промежуточного комплекса изменяется в больших пределах: от нуля до 10 км. Следует отметить, что палеозойско-триасовые осадочные бассейны с большой мощностью пород промежуточного комплекса (более 7 км) выявлены в самых различных частях Западной Сибири как на севере, так и на юге. В пределах погруженных структур южной половины Западно-Сибирской плиты промежуточный комплекс по мощностям и объемам осадочного выполнения превосходит платформенный чехол (табл. 2).

Анализ геологических материалов по разрезам скважин, вскрывших доюрские образования, стратиграфическое сопоставление и корреляция толщ подчеркивают непрерывно-прерывистый характер развития верхней части земной коры. Особенно это характерно для переходного эпигеосин-



линии Соснинское — Тенисское.

каногенно-осадочная толща промежуточного комплекса; 4' — терригенно-карбонат-8 — залежь нефти; 9 — отражающий горизонт  $T_{отр}$ ; 10 — преломляющий горизонт лентные по материалам МП МОВ; 13 — скважины; 14 — рифогенные массивы.

клинального этапа. Комплексный анализ геолого-геофизических материалов позволяет предполагать, что в пределах Западно-Сибирской плиты наиболее широко распространен фундамент каледонской и более древней складчатости.

Стратиграфический объем промежуточного комплекса весьма значителен: от верхнего докембрия до триаса включительно, а возможно и до низов юры, поскольку в базальной толще платформенного чехла (тюменская свита) отложений самой ранней юры не отмечается. Наиболее полные фаунистические материалы изучены по разрезу Малоичской скв. 4. Здесь выявлены силурийские, нижне- и среднедевонские отложения [Запывалов, Соколов, 1977], а на соседних площадях и несколько севернее — верхнедевонские, нижне- и среднекаменноугольные [Проблема..., 1976]. Все эти подразделения образуют мощную терригенно-карбонатную толщу в основном среднепалеозойского возраста. В данном районе нижняя часть рассматриваемой толщи бурением пока не вскрыта. Но на крайнем востоке изученной территории в единичных скважинах отмечаются известняки с фауной верхнего докембрия — нижнего кембрия. Возможно, это низы той же толщи.

Выше залегает терригенная толща, палеонтологически охарактеризованная только на Вартовской площади. Отсюда описана фауна двустворок, свидетельствующая о верхнепалеозойском возрасте, а также перетолженная микрофауна верхнего девона (в угловатых и слабоокатаных мелких обломках известняков).

Верхняя толща промежуточного комплекса — эффузивно-осадочная, нередко красноватая. По условиям залегания и по аналогии с подоб-

Соотношения мощностей и объемов платформенного чехла и промежуточного комплекса в крупных зонах погружения

Зона погружения	Площадь, тыс. км <sup>2</sup>	Мощность, км				Объем осадков, тыс. км <sup>3</sup>	
		наибольшая		средняя		платформ. чехла	промежут. компл.
		плат- форм. чехла	проме- жут. компл.	плат- форм. чехла	проме- жут. компл.		
Нюрольская впадина	59,7	3,2	5	2,7	3,5	161,19	198,95
Тарско-Муромцевский мегапрогиб	37	3,3	5	2,6	3,5	96,2	129,5
Боголюбовская впадина	50,68	2,8	6	2,4	4	121,68	202,72
Чулымская впадина	39,5	2	4	1	2,5	39,5	88,76
Барабинский мегапрогиб	20,95	2,8	5	2,1	4	43,96	83,80
Чекинский мегапрогиб	199	3,2	3,5	1,6	2,5	31,84	49,75
Усть-Тымская впадина	23,6	3	4	2,7	3	63,72	70,8
Крыловская впадина	14,5	3,3	3,5	2,6	2,5	37,7	36,25
Алипская впадина	56,7	3,6	8	2,6	6	99,32	340,2

ными образованиями на Сибирской платформе она предположительно отнесена к пермо-триасу.

В разных районах платформенный чехол налегает на разные толщи промежуточного комплекса или на складчатый фундамент. Верхняя часть доюрских образований была превращена в кору выветривания, мощность которой сейчас колеблется от нуля до 50—100 м. Обычно наблюдается плавноый переход от коры выветривания через менее выветрелые породы к невыветрелым. Там, где мощности коры небольшие, она представлена только нижними горизонтами, переходящими в невыветрелые породы. Видимо, в течение континентального перерыва, предшествовавшего накоплению платформенного чехла, имели место резкие дислокации, сопровождавшиеся глубокими размывами, затем выравнивание и формирование коры выветривания и, наконец, менее резкие дислокации, вызвавшие, в частности, неравномерный размыв коры.

Наиболее перспективна на нефть и газ терригенно-карбонатная толща среднего палеозоя. С ней связаны почти все притоки нефти, полученные из палеозоя. На обширной территории в западных частях Томской и Новосибирской областей эта толща залегает непосредственно под юрскими отложениями. В ряде районов она перекрыта более молодыми отложениями промежуточного комплекса. Так, в Омской области и на западе Новосибирской она прослежена геофизическими методами под вулканогенно-осадочной толщей пермо-триаса и местами вскрыта скважинами. Судя по переотложенной микрофауне (см. выше), карбонатная толща имеется под верхнепалеозойскими отложениями значительно восточнее р. Оби.

Эта толща сложена известняками и доломитами с редкими и маломощными пачками кремнистых, терригенных и вулканогенных пород. Преобладают органогенные известняки, в фаунистическом комплексе которых встречаются рифостроящие организмы. Совершенно очевидно, что данные отложения формировались в обширном морском бассейне с нормальной соленостью вод. Обстановка в диагенезе была преимущественно восстановительной.

Карбонатные породы этой толщи по содержаниям  $S_{орг}$  (в среднем 0,72%) не уступают разновозрастным карбонатным породам Урало-Поволжья и в 2,5 раза превосходят кларковый уровень. Причем это в основном сапропелевое органическое вещество — главный источник нефтяных углеводородов. Содержания битумоидов тоже значительно превышают кларковый уровень: автохтонных в среднем 0,027%, аллохтонных — 0,048%. Битумоиды существенно восстановленные. Масштабы эмиграции битумоидов из материнских пород составляют в среднем 75%. В общем

у терригенно-карбонатной толщи среднего палеозоя нефтепроизводящие свойства выражены очень ярко.

Верхнепалеозойская терригенная толща формировалась в мелководных солоноватых водоемах. Об этом свидетельствуют характер фауны пелеципод, низкое отношение пиритного железа к органическому углероду (0,07—0,19), многие текстурные признаки. Соотношения между формами реакционноспособного железа типичны для слабовосстановительных условий диагенеза. В отдельных разрезах отмечаются и слабоокислительные обстановки.

Породы верхнего палеозоя характеризуются высокими содержаниями  $C_{орг}$  (в аргиллитах в среднем 1,27%). Однако по относительной обогащенности  $C_{орг}$  терригенные породы верхнего палеозоя (в 1,5 раза выше кларка) уступают карбонатным породам среднего палеозоя (в 2,5 раза выше кларка). Кроме того, в верхнем палеозое преобладает гумусовое органическое вещество, тогда как в среднем — сапропелевое. И битумондов в верхнепалеозойских аргиллитах и песчаниках заметно меньше (авхотонных — 0,024, аллохтонных — 0,028%), чем в известняках среднего палеозоя. По-видимому, верхнепалеозойская толща перспективна на нефть и газ, но уступает в этом отношении среднему палеозою.

Вулканогенно-осадочная толща пермо-триаса в геохимическом плане изучалась пока только на территории Томской области. Здесь она формировалась, скорее всего, в разблщенных пресноводных и солоноватых бассейнах. Отношение пиритного железа к  $C_{орг}$  в аргиллитах колеблется от 0,05 до 0,14. Окисное железо резко преобладает над пиритным. Обстановки в диагенезе были слабоокислительными и даже окислительными. Содержания  $C_{орг}$  измеряются сотыми долями процента, а битумондов — тысячными. Эти отложения, конечно, не могут рассматриваться в качестве нефтепроизводящих. Однако в Тюменской, Омской и Новосибирской областях пермо-триас широко распространен, но геохимически почти не изучен. Возможно, здесь будут встречены отложения этого возраста, перспективные на нефть и газ.

Наибольший интерес в отношении емкостных и фильтрационных свойств представляют карбонатные (известняки, доломиты) и грубозернистые терригенные (конгломераты, гравелнты, песчаники, алевролиты) породы. Особого внимания заслуживают породы рифогенных массивов. Например, открытая пористость кораллового известняка в Малоичской скв. 4 (интервал 3008,9—3013,9 м) составляет 11,3%.

В карбонатных породах установлены коллекторы трещинно-кавернозного и карстового типов. При бурении иногда происходило катастрофическое поглощение бурового раствора, например, на Малоичской, Верх-Тарской, Пограничной и других площадях. Отмечается несколько генераций трещин. Размеры их колеблются от долей миллиметра до 3 см. Встречаются трещины открытые и залеченные новообразованным кальцитом и доломитом. Нередко к ним приурочены каверны выщелачивания, достигающие нескольких сантиметров в диаметре.

Данные минералого-петрографического изучения и химического анализа карбонатных пород Малоичской площади свидетельствуют об их смешанном доломит-кальцитовом составе. Общеизвестно, что улучшению емкостных свойств карбонатных пород-коллекторов способствуют процессы вторичной доломитизации. Они фиксируются в органогенных известняках довольно часто, но интенсивность этого явления не везде одинакова.

В терригенных породах развиты коллекторы смешанного типа — гранулярные и трещинные. Они характеризуются неплохими емкостными и фильтрационными свойствами. Песчаники отличаются слабой и средней степенью литификации и эпигенетической преобразованности. Довольно часты случаи развития вторичного каолинита по цементу, полевым шпатам и слюдам, что способствует разуплотнению породы. Значения открытой пористости в песчаниках изменяются от 2,0 до 29,0%. Сходные с песча-

никами состав и коллекторские свойства имеют алевролиты. Поэтому при выделении терригенных коллекторов их обязательно следует учитывать.

Есть основания полагать, что на больших глубинах (свыше 3000 м) в палеозойском разрезе значительная часть как карбонатных, так и терригенных коллекторов будет обладать достаточно хорошими емкостными и фильтрационными свойствами, главным образом благодаря присутствию рифогенных тел, вторичному преобразованию, разуплотнению, микро- и макротрещиноватости. Процессы разуплотнения терригенных пород зафиксированы в разрезах многих скважин южной и юго-восточной частей Западно-Сибирской плиты на глубинах 2500—3000 м. Они проявляются в виде новообразований каолинита по полевым шпатам, слюдам, хлориту, эпидот-цоизиту и, возможно, в ряде случаев обусловлены миграцией глубинной углекислоты по зонам разломов. Это подтверждается также гидрхимическим составом подземных вод [Запивалов и др., 1978].

В качестве покрышек внутри терригенно-карбонатной толщи палеозоя могут служить прослои аргиллитов и плотных известняков, чаще окремненных, а также мергелей. Иногда в карбонатной толще непроницаемые разделы представлены прослоями эффузивных пород. Хорошей покрывкой над эрозионно-тектоническими выступами могут быть мощные глинистые и углистые толщи в низах юрских свит (тюменской, васюганской). Наиболее надежные покрышки, сложенные аргиллитами, развиты в погруженных участках крупных впадин и мегапрогибов. Такие зоны отмечены в северной части Тарско-Муромцевского мегапрогиба, в Омской, Кыштовской и Нюрольской впадинах, в районе Старосолдатского мегавала, в южной части Пологрудовского мегавала.

Обнадеживающим фактом служит появление в ряде разрезов скважин пачки глинистых и глинисто-сидеритовых пород над отложениями терригенно-карбонатной толщи. Как показала практика работ, эти породы оказались достаточно надежной покрывкой для Малоичской и Верх-Тарской залежей нефти. Мощные пачки аргиллитов разделяют встречающиеся в вулканогенно-осадочной толще прослои гравийно-песчаных пород, обеспечивая условия сохранности возможных залежей нефти.

Имеются многочисленные прямые доказательства высокой перспективности палеозойских отложений промежуточного тектонического комплекса. Несмотря на то, что поисковое бурение на палеозойскую нефть только начинается и палеозой до последних лет вскрывался скважинами в основном для гарантии полной проходки юрского разреза, все-таки на 11 поисково-разведочных площадях (на мезозой) из палеозоя были получены промышленные притоки нефти и газа, на 9 площадях — мелкие притоки и проявления нефти и газа.

На 11 площадях при проходке скважинами палеозойских отложений отмечались косвенные признаки нефтегазоносности (нефтяной запах керена, обнадеживающие показатели газового каротажа). На 4 площадях в палеозойских водах были выявлены значительные концентрации ароматических углеводородов и других органических веществ, свидетельствующих о наличии залежей нефти и газа [Проблема..., 1976; Конторович и др., 1977]. Наконец, на 8 площадях из базальных пластов осадочного чехла были получены притоки нефтей, по ряду признаков сходных с палеозойскими.

Таким образом, на юго-востоке Западно-Сибирской плиты, на территории в 160 тыс. км<sup>2</sup> притоки нефти и газа, а также яркие признаки нефтегазоносности известны уже на 43 площадях. Проявления нефти и газа отмечались в палеозойских отложениях также и в других районах Западно-Сибирской плиты.

Большинство притоков и проявлений нефти и газа приурочено к терригенно-карбонатной толще среднего палеозоя в субмеридиональной полосе, простирающейся от Межовского свода к восточной оконечности Нижневартовского. Эта же полоса характеризуется повышенной битуми-

нозностью палеозойских пород. Притоки газа пока небольшие, порядка 20—60 тыс. м<sup>3</sup>/сут, а притоки нефти в ряде случаев весьма значительные. На Калиновой, Урманской, Нефтетабганской, Малоичской и Останинской площадях в верхней части палеозойского разреза по существу уже открыты залежи нефти, каждая из которых подтверждена несколькими фонтанирующими скважинами.

Все притоки нефти и газа из палеозоя, которые были известны до недавнего времени, получены из самой верхней части промежуточного комплекса или даже из зоны контакта палеозоя с мезозоем. Поэтому обычно предполагалось, что эти нефти мигрировали из юрских отложений, как, например, в Шаимском районе. Однако в Шаимском районе основной продуктивный горизонт расположен в основании платформенного чехла, и поэтому на большей части территории он залегает гипсометрически ниже, чем кора выветривания на поднятиях. На юго-востоке Западной Сибири в тюменской свите отмечаются лишь редкие и очень мелкие скопления нефти. Единственный на этой территории мезозойский промышленно-нефтеносный горизонт (Ю<sub>1</sub>) отделен от поверхности палеозоя толщей непроницаемых и плохопроницаемых пород мощностью до 200 м и более, что превышает амплитуды тех поднятий, со сводов которых получена нефть из палеозоя.

Изучение воднорастворенных органических веществ, выполненное А. С. Зингером [Проблема..., 1976], показало отсутствие гидродинамических связей между юрскими и палеозойскими водоносными горизонтами. Воды палеозоя резко отличаются от вод нижней гидрогеохимической зоны юры, имеющей мощность до 200 м, и обнаруживают сходство с водами более высоких горизонтов юры.

Авторы неоднократно приводили разнообразные материалы по составу нефтей, полученных из верхней части промежуточного комплекса, которые свидетельствуют о сингенетичности их палеозойским отложениям [Вышемирский и др., 1973; Трофимук, Вышемирский, 1975; Запивалов, Плуман, 1977]. Однако, например, А. Э. Конторович, О. Ф. Стасова (1977) считают возможным палеозойское происхождение лишь некоторых из этих нефтей.

С началом бурения глубоких параметрических скважин на палеозой появились первые данные о нефтегазопроявлениях во внутренних частях промежуточного комплекса, в которые мезозойская нефть проникнуть никак не могла. Наиболее интересные данные получены по Малоичской площади. Здесь пятью скважинами прослежена массивная нефтяная залежь, приуроченная к верхней, закарстованной части промежуточного комплекса. Ниже по разрезу, на 700—1500 м ниже подошвы платформенного чехла, параметрической скважиной выявлены еще две залежи, предположительно пластовые. Очевидно, в палеозое Западной Сибири имеется несколько нефтегазоносных горизонтов, содержащих нефти разного состава.

Масштабы нефтегазообразования и нефтегазонакопления в породах промежуточного комплекса Западно-Сибирской плиты представляются весьма крупными. Поэтому необходимо продолжить региональные и начать в более широких масштабах поисково-разведочные работы. Новые данные по глубоким скважинам и материалы сейсморазведки МОГТ дают возможность приступить к разработке методических основ поисков нефти в глубоких горизонтах палеозоя [Запивалов, 1979].

Работы методами ГСЗ и ЗПВ планируются с целью определения площадей распространения промежуточного комплекса, его мощности. Методы ОГТ и КМПВ позволяют изучить внутреннее строение второго структурного яруса, выделить отражающие и преломляющие границы внутри этих отложений и объекты для поисков структур. Для изучения стратиграфии, литологии, фаций, коллекторов, покрышек, стадий метаморфизма, сейсмогеологических особенностей отложений и выявления крупных зон нефтегазонакопления предусматривается бурение глубоких параметрических скважин.

Ловушки нефти и газа в палеозое могут быть разнообразными. В юго-восточной части Западно-Сибирской плиты они приурочены как к эрозионно-тектоническим и рифогенным выступам доюрских образований, так и к более глубоким горизонтам палеозоя. Имеется значительное количество антиклинальных структур и перегибов по кровле палеозоя (горизонт Т), закартированных ранее МОВ. Наиболее интересные из них находятся в Нюрольской впадине: Буйновская, Пустоваловская, Среднекалгачская, Новотроицкая, Капельская структуры, Сибирский, Шишкарный и другие перегибы.

Опыт Новосибирского геологического управления в проведении сейсморазведочных работ показывает, что имеется реальная возможность картирования антиклинальных ловушек по глубоким горизонтам палеозоя. Например, на рис. 3 ясно выделяются отражающие площадки, по которым можно проводить корреляцию и структурные построения. Ряд структур (Заречная, Северо-Тарская, Малоичская, Тенисская) закартирован по внутripалеозойскому отражающему горизонту П<sup>1</sup>.

С другой стороны, палеотектонический анализ поверхности палеозоя и юрских реперов показал, что структурный план юрских отложений на большинстве локальных поднятий в общих чертах согласуется с формой поверхности палеозоя. А последняя является не просто эрозионной, а эрозионно-тектонической. Это дает возможность на большинстве локальных поднятий по мезозою с большой вероятностью намечать примерное положение сводов в палеозое [Проблема..., 1976]. Унаследованный характер структурных форм, выявленных как внутри палеозоя, так и по его поверхности, ясно выражен, например, на рис. 4.

Предполагается, что в палеозое будут встречены рифогенные тела (Заречная, Малоичская, Тай-Дасская, Среднекалгачская), зоны выклинивания (Калгачский, Новотроицкий и Межовский выступы), тектонически экранированные ловушки (Верх-Тарская, Тай-Дасская, Тенисская). Несомненно, многие ловушки будут комбинированными, сложной формы. В связи с этим в пределах каждой площади (объекта) рекомендуется бурение трех — пяти поисковых скважин с обязательным вскрытием значительной мощности доюрских пород, что позволит избежать случайного пропуска залежей, связанных с ловушками неантиклинального характера.

Иногда на временных разрезах МОГТ внутри палеозоя выделяются участки с волновой характеристикой, специфичной для рифогенных тел. По профилям видны отражения (площадки), которые прослеживаются четко, затем вдруг резко затухают или выпадают из разреза и имеют вид беспорядочной, хаотической записи на расстоянии 2—5 км. Иногда вблизи немых зон отмечается резкое воздымание и затухание осей синфазности волн. Эти зоны могут быть либо рифогенными телами, либо зонами тектонических нарушений. Они отмечаются в скважинах Малоичской-4, Верх-Тарской-10. По профилю МОГТ от Верх-Тарки до Калгача выделяется несколько таких участков. Особый интерес представляют Восточно-Тайдасский участок (см. рис. 3), а также Пограничная площадь. Анализ волновой картины и сопоставление ее с материалами по другим районам СССР и США позволяют достаточно уверенно прогнозировать рифогенные тела на отмеченных выше участках. На Тай-Дасской площади уже проектируется скважина для изучения предполагаемого рифогенного массива и оценки его нефтегазоносности.

Органогенные постройки, включая разнообразные рифостроящие организмы (табуляты, ругозы, мшанки, кальцисфериды, амфипоры) и водоросли, обнаружены уже в большом количестве пунктов от самых южных районов Западной Сибири до среднего течения р. Оби. Достаточно назвать вскрытые разрезы палеозойских карбонатных образований в скважинах на Малоичской, Верх-Тарской, Пограничной, Водораздельной, Комсомольской, Медведевской, Средненюрольской, Майской, Елей-Игайской и других площадях, чтобы представить географическое размещение рифо-

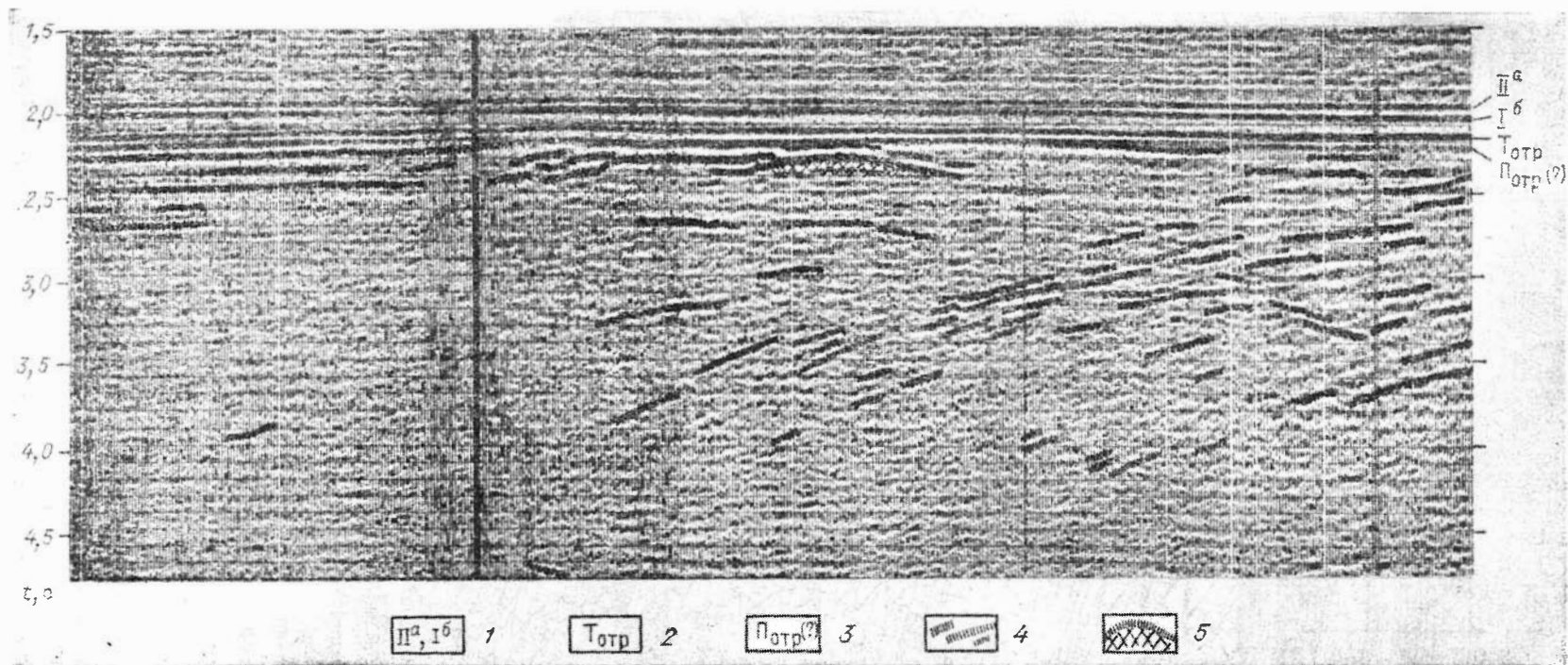


Рис. 3. Временной сейсмический разрез через Тай-Даскую площадь.

1 — отражающие горизонты  $\Pi^a$ ,  $\Pi^b$ , приуроченные к юрским отложениям; 2 — отражающий горизонт  $T_{отр}$ , приуроченный к подоше мезозойско-кайнозойского чехла; 3 — отражающий горизонт  $\Pi_{отр} (?)$  в терригенно-карбонатной толще палеозой; 4 — отражающие площади в той же толще; 5 — предполагаемый рифогенный массив.



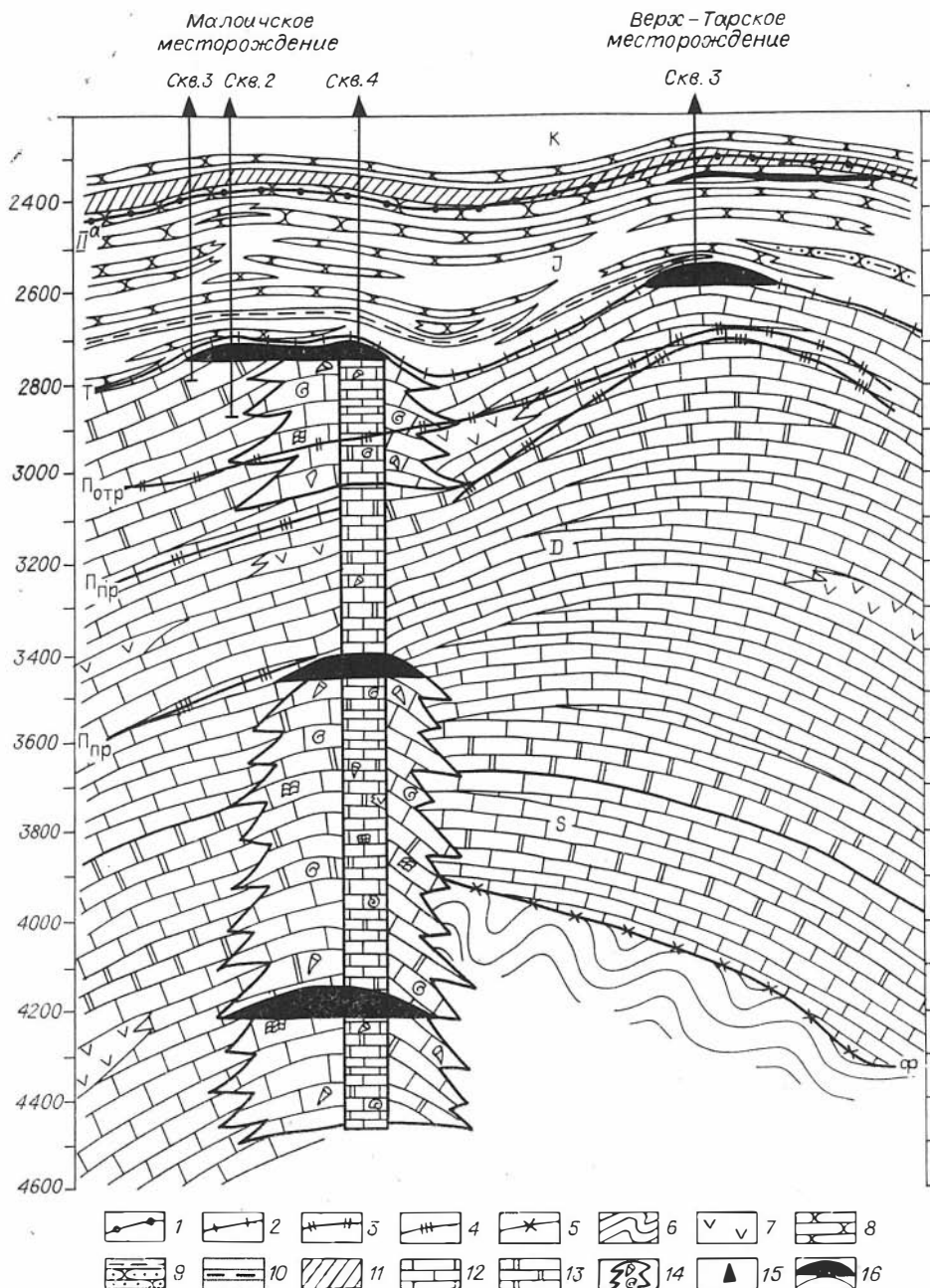
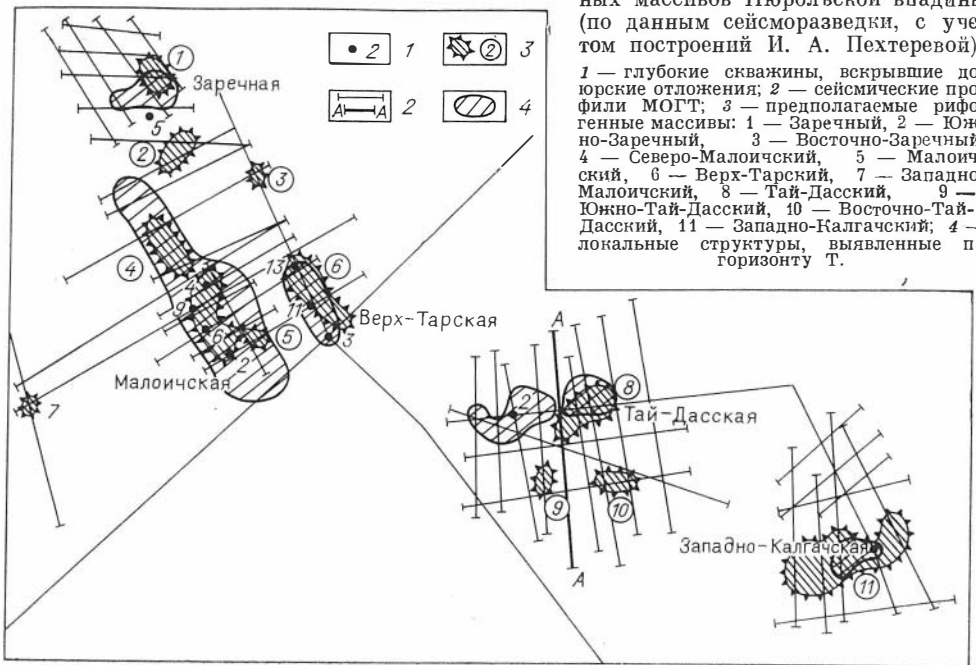


Рис. 4. Геологический разрез продуктивной части Малоичского и Верх-Тарского месторождений.

1 — отражающий горизонт II<sup>a</sup>, приуроченный к подошве баженовской свиты; 2 — отражающий горизонт T<sub>отр</sub>, приуроченный к подошве мезозойско-кайнозойского чехла; 3 — отражающий горизонт П<sub>отр</sub> в терригенно-карбонатной толще; 4 — преломляющий горизонт П<sub>пр</sub> в терригенно-карбонатной толще; 5 — преломляющая граница Ф<sub>пр</sub>, приуроченная к кровле складчатого фундамента; 6 — складчатый фундамент; 7 — эффузивные породы; 8 — песчаники; 9 — глины, алевролиты; 10 — углистые аргиллиты; 11 — битуминозные аргиллиты; 12 — известняки; 13 — доломиты; 14 — рифогенные массивы; 15 — скважины; 16 — залежи нефти.

генных тел или фаций, расположенных близко от них. Интересно, что карбонатный палеозойский разрез Малоичской скв. 4 почти весь состоит из органогенных построек, характеризующих в отдельных интервалах условия, благоприятные для образования биогерм и рифов или зон, распо-

Рис. 5. Схема распространения предполагаемых палеозойских рифогенных массивов Нюрольской впадины (по данным сейсморазведки, с учетом построений И. А. Пехтеревой).



женных в непосредственной близости от них. Породы, как правило, трещиноваты, в них много каверн, пустот, заполненных нефтью и битуминозным веществом.

Таким образом, литологические и палеонтологические исследования, указывающие на присутствие рифогенных образований в карбонатном разрезе палеозоя, а также специфическая волновая картина на временных разрезах МОГТ свидетельствуют о широком распространении погребенных рифов в силурийских и девонских отложениях промежуточного тектонического комплекса (рис. 5).

С целью разработки методики картирования рифогенных массивов в карбонатном разрезе Нюрольской впадины на площадях Тай-Дасской, Пограничной, Тенисской и др. необходимо провести детальные сейсмические работы методом ОГТ с плотностью профилей 1—1,5 км/км<sup>2</sup> в комплексе с детальными гравиметрическими исследованиями.

Имеются предпосылки для выработки в ближайшие годы надежной методики картирования структур, рифов и других объектов сейсмическими методами по глубоким горизонтам в палеозое. В этом случае поисковые скважины глубиной до 5000 м и более будут буриться на подготовленных структурах (объектах).

Очень интересным объектом для поисков залежей нефти и газа представляются зоны регионального выклинивания палеозойских горизонтов, особенно вблизи таких крупных поднятий, как Межковский свод и Калгачский выступ. Эти зоны окаймляют все выступы складчатого фундамента. Принципиальное строение их видно на рис. 2. Они, пожалуй, могут стать первоочередными объектами постановки поисковых работ, тем более, что глубины до палеозойских образований здесь сокращены. В методическом отношении для сейсморазведки ОГТ и КМПВ такие зоны представляются наиболее «удобными» и простыми объектами.

Изложенные выше материалы позволяют утверждать, что в палеозойских отложениях Западно-Сибирской плиты, в первую очередь на юго-востоке ее, тяготеющем к крупным промышленным центрам и транспорт-

пым магистральям, весьма вероятно открытие значительных по запасам месторождений нефти высокого качества и, возможно, газов. Большие площади распространения и мощности осадочных палеозойских отложений (см. табл. 2), значительная обогащенность их органическим веществом и битумоидами, интенсивные следы миграции битумоидов дают возможность обосновать высокие плотности прогнозных запасов нефти [Трофимук и др., 1977; Запивалов, Плуман, 1977; Трофимук, Вышемирский, 1978].

Палеозой следует рассматривать в качестве нового и вполне самостоятельного объекта, для изучения которого необходимо проведение комплекса разнообразных научно-исследовательских, методических и производственных работ. Очень важно в ближайшее же время приступить к поисковому бурению и одновременно расширить геофизические исследования. Как показано выше, уже сейчас имеются площади, заслуживающие ввода в поисковое бурение.

Ускоренное освоение палеозойского нефтегазоносного комплекса может уже в скором времени значительно увеличить топливно-энергетические ресурсы Западной Сибири.

#### ЛИТЕРАТУРА

- Вышемирский В. С. О возможной нефтегазоносности палеозоя Западно-Сибирской низменности.— В кн.: Проблемы нефтегазоносности Сибири. Новосибирск: Наука, 1971, с. 133—139.
- Вышемирский В. С. и др. Палеозойские нефти в Западной Сибири.— Нефтегазовая геол. и геофиз., 1973, № 1, с. 33—35.
- Губкин И. М. Естественные богатства СССР и их использование. М.: Изд-во АН СССР, 1953а, т. 2, с. 236—262.
- Губкин И. М. Речь при закрытии геологического совещания по работам на землях треста «Востокнефть» (05.03.34). М.: Изд-во АН СССР, 1953б, т. 2, с. 428—434.
- Запивалов Н. П. Особенности глубинного геологического строения юга Западно-Сибирской плиты и нефтегазоносность юрских и палеозойских отложений.— В кн.: Геология и нефтегазоносность Сибири. Новосибирск, 1974, с. 69—78.
- Запивалов Н. П. Геологические предпосылки и методика поисков залежей нефти в палеозое на юге Западной Сибири.— Сов. геология, 1979, № 3, с. 22—37.
- Запивалов Н. П., Плуман И. И. Геолого-геохимические предпосылки открытия залежей нефти и газа в палеозое юга Западной Сибири.— В кн.: Проблемы геологии и нефтегазоносности доюрских отложений Западно-Сибирской плиты. Новосибирск, 1977, с. 39—45.
- Запивалов И. П. и др. Нефтегазоносность карбонатных пород силура — нижнего карбона Западной Сибири.— Геол. нефти и газа, 1978, № 1, с. 25—31.
- Запивалов Н. П., Соколов Б. С. Стратиграфическое расчленение нефтеносного палеозойского разреза Западной Сибири.— Докл. АН СССР, 1977, т. 237, № 1, с. 174—176.
- Конторович А. Э. и др. Распределение и состав аквифумоидов в отложениях Тымско-Кетского доюрского осадочного бассейна.— В кн.: Проблемы геологии и нефтегазоносности доюрских отложений Западно-Сибирской плиты. Новосибирск, 1977, с. 63—70.
- Конторович А. Э., Стасова О. Ф. Геохимия юрских и палеозойских нефтей юго-восточных районов Западно-Сибирской плиты и их генезис.— В кн.: Проблемы геологии и нефтегазоносности доюрских отложений Западно-Сибирской плиты. Новосибирск, 1977, с. 46—62.
- Проблема нефтегазоносности палеозоя на юго-востоке Западно-Сибирской низменности/Под ред. А. А. Трофимука, В. С. Вышемирского. Новосибирск: Наука, 1976. 237 с.
- Пузырев Н. Н., Крылов В. С. Особенности строения земной коры Западной Сибири по данным глубинных сейсмических зондирований.— В кн.: Проблемы нефтегазоносности Сибири. Новосибирск: Наука, 1971, с. 94—113.
- Сурков В. С. и др. Геологическое строение фундамента Западно-Сибирской плиты. М.: Недра, 1971. 207 с.
- Сурков В. С., Жеро О. Г. Палеозойские осадочные бассейны Западной Сибири и перспективы их нефтегазоносности.— В кн.: Проблемы геологии и нефтегазоносности доюрских отложений Западно-Сибирской плиты. Новосибирск, 1977, с. 5—15.

- Трофимук А. А.* Нефть и природный газ Сибири.— Вестн. АН СССР, 1964, № 6, с. 37—44.
- Трофимук А. А., Вышемирский В. С., Запивалов Н. П.* Перспективы нефтегазоносности палеозоя юга Западно-Сибирской плиты.— Геол. и геофиз., 1972, № 7, с. 3—13.
- Трофимук А. А., Вышемирский В. С.* Проблема нефтеносности палеозоя Западно-Сибирской низменности.— Геол. нефти и газа, 1975, № 2, с. 1—7.
- Трофимук А. А., Вышемирский В. С.* Опыт оценки прогнозных запасов нефти объемно-генетическим методом в палеозое Западной Сибири и венд-кембриж Непского свода.— В кн.: Объемно-генетические оценки ресурсов нефти и газа. Ташкент: САИГИМС, 1978, с. 4—5.
- Трофимук А. А.* и др. Оценка перспектив нефтегазоносности палеозойских отложений юго-восточной части Западно-Сибирской плиты.— В кн.: Проблемы геологии и нефтегазоносности доюрских отложений Западно-Сибирской плиты. Новосибирск, 1977, с. 16—21.
- Шатский Н. С.* Проблемы нефтеносности Сибири.— Нефтяное хозяйство, 1932, т. XXIV, с. 131—140.

Ф. Г. ГУРАРИ

## О ЗАЛЕЖАХ УГЛЕВОДОРОДОВ В ГЛИНИСТЫХ ТОЛЩАХ

Более 40 лет тому назад А. А. Трофимук смело начал поиски нефти в структурах, где отсутствовали традиционные по тем временам коллекторы. Выявление в 1941—1943 гг. Карлинского и Кинзебулатовского нефтяных месторождений в Башкирии, приуроченных к зонам трещиноватости известняков, мергелей и доломитов, открыло новое направление поисков.

В наши дни такое же значение имеет обнаружение нефтяной залежи в битуминозных глинах на Салымской площади в Западной Сибири.

Высокоуглеродистые, существенно глинистые осадочные толщи, нередко называемые «горючесланцевыми», все чаще становятся объектом пристального внимания геологов самых различных специализаций. Если раньше повышенный интерес к этим толщам объяснялся связью с ними разнообразного набора рудных полезных ископаемых [Сердюченко, Потемкин, 1970], то в последнее время, по мере накопления информации, значение этих осадочных образований проявляется в самых разнообразных, подчас неожиданных областях геологических знаний. Например, изучение битуминозных отложений привело С. Г. Неручева (1976) к отрицанию многих положений эволюционной теории Дарвина и обоснованию радиационно-мутационного механизма изменения и развития органического мира Земли.

В нефтяной геологии высокобитуминозные глинистые породы первоначально привлекали внимание лишь как наиболее вероятные нефтематеринские свиты. Затем выявилось их значение в качестве надежных региональных глинистых экранов, под которыми во многих нефтегазоносных провинциях скапливается большая часть залежей. Открытие в 1969 г. в Западной Сибири на Салымской площади нефтяной залежи в битуминозных глинах баженовской свиты верхней юры доказало возможность аккумуляции в глинистых битуминозных толщах нефти в крупнопромышленных масштабах [Новиков и др., 1970]. Такая возможность впервые была предположена автором данной статьи в 1961 г. [Гурари, 1961]. Необходимо отметить, что в материалах IV Международного нефтяного конгресса был опубликован доклад М. К. Хьюберта и Д. Г. Виллиса (1956) о нефтяных месторождениях в США, приуроченных к битуминозным глинистым сланцам Грин-Ривер, Уосач, Пьерр, Огайо и др. В одном из докладов следующего V нефтяного конгресса Т. Рокко (1961) описал «необычное нефтяное месторождение Джебла в Сицилии», с нефтеносной толщей мезозойских «черных сланцеватых глин».

Имеются литературные сведения о наличии залежей и нефтегазопроявлений в толщах битуминозных глин и аргиллитов и других регионов [Максимов и др., 1970]. Однако размеры этих залежей и проявлений достаточно скромны. Кроме того, их всегда связывают с карбонатными прослоями, существующими в большинстве глинистых битуминозных толщ. Салымское месторождение — первая в мире несомненно крупная залежь нефти в битуминозных глинах. Последовавшие впоследствии в Западной Сибири открытия новых залежей в баженовской свите свидетельствуют, что Салым — это не случайное явление, что в определенных условиях глинистые толщи являются не только нефтематеринскими, но и нефтеаккумулирующими и должны стать таким же объектом для нефтегазопроисковых и разведочных работ, как традиционные песчано-глинистые и карбонатные отложения.

Необычный, слабо изученный тип коллектора, отсутствие видимой связи выявленных залежей со структурными формами, неэффективность традиционных методов полевой и промысловой геофизики, недостаточные знания причин и условий возникновения залежей нефти в глинистых породах — все это сильно затрудняет поиски новых месторождений и разведку уже выявленных.

Одним из способов ускорения разработки эффективной методики поисково-разведочных работ должно быть изучение высокобитуминозных глинистых отложений, их физико-химических параметров, условий седиментогенеза и диагенеза, отличий нефтегазоносных глин от непродуктивных и т. д. Наиболее успешно эта задача может решаться при сравнительном изучении нескольких таких толщ.

Высокобитуминозные глины широко известны на всех континентах, практически по всему разрезу, от докембрия до эоцена включительно. С. Г. Неручев (1976) насчитывает в истории Земли от протерозоя до наших дней не менее 10—12 эпох накопления глинистых осадков, сильно обогащенных органическим веществом. Д. Т. Кузнецов (1975) отмечает более 10 эпох интенсивного сланценакопления. Среди многообразия высокоуглеродистых черносланцевых толщ для нефтяной геологии наиболее интересны толщи морского происхождения, распространенные на очень больших площадях при сравнительно небольшой мощности, отличающиеся весьма высоким содержанием органического вещества и преимущественно сапропелевым его характером. Литотипом таких отложений является доманик восточной окраины Русской платформы, впервые детально описанный в ставших классическими работах Н. М. Страхова (1939) и др. Поэтому вслед за Н. Б. Вассоевичем и его соавторами [Вассоевич и др., 1976] мы будем называть эти и близкие к ним отложения «доманикитами». Для сравнительного анализа нами выбраны четыре толщи битуминозных глин и аргиллитов, внешне достаточно близкие по строению и условиям образования и наиболее полно изученные и описанные в литературе: куонская свита нижнего — среднего кембрия Сибирской платформы, куерские сланцы среднего ордовика северо-запада Русской платформы, доманик верхнего девона востока Русской платформы, баженовская свита верхней юры Западной Сибири.

Отметим главные особенности строения и условий накопления этих отложений, насколько это возможно в краткой статье. Многие параметры рассматриваемых толщ доманикитов приведены в таблице. Характерно, что все эти толщи приурочены к платформам (как древним, так и молодым), преимущественно к наиболее мобильным их частям, нередко к зонам перикратонных опусканий. Доманикиты отлагались после существенных перестроек земной коры в начальной этап установления платформенного режима, в период развития первой значительной трансгрессии моря, часто остающейся максимальной для данного региона. Поэтому доманикиты обычно развиты в нижней части платформенного чехла, но не в самой его подошве. Как правило, доманикиты присутствуют в разрезе чехла только

Толща домини- китов	Тектоническая пози- ция	Возраст	Геометрия			Геопсторические характеристики*			
			Площадь рас- простра- нения, тыс. км <sup>2</sup>	Мощ- ность, м	Объем, тыс. км <sup>3</sup>	Палеоклимат	Геотектонический режим	Параметры осадконакоп- ления**	Присутствие фауны П—планктон; Н—нектон; Б—бентос
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Куонамская свита	Краявая часть Си- бирской плат- формы	Нижний — сред- ний кембрий	<650	25—50	40,0	Теплый семи- гумидный	Пассивный, эпоха максимальной трансгрессии	$\frac{8-10}{5}$ Некомпен- сация	П — богатая Н — не известна Б — богатая
Кукерские сланцы	Краявая часть Русской плат- формы	Средний ордовик	>60	18—22	2,4	Теплый суб- тропический	Пассивный	$\frac{9-10}{1-6}$ Некомпен- сация	П — богатая Н — богатая Б — богатая
Доманик	То же	Верхний девон	700	20—60	31,0	Теплый семи- гумидный	Пассивный, эпоха максимальной трансгрессии	$\frac{8-10}{3-6}$ Некомпен- сация	П — богатая Н — богатая Б — богатая
Баженовская свита	Центральные рай- оны молодой платформы За- падно-Сибир- ской плиты	Верхняя юра — нижний мел (вожжский ярус —берриас)	1000	10—90	31,2	Теплый гумид- ный и семи- аридный	Пассивный, эпоха максимальной трансгрессии	8—10 Некомпен- сация	П — богатая Н — богатая Б — встречена на периферии бассейна

Продолжение табл.

Соседствующие формации			Среднее содержание основных компонентов, %					Физическая характеристика			Содержание, $n \cdot 10^{-4}$ % (среднее)		
подстилающие	покрывающие	скаффляющие	Алевро-песчанности	Глины	Свободный $SiO_2$	Карбонаты	ОВ	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Пористость открытая, %	Уд. электр. сопротивлен., Ом·м	U	Y	Ni
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Пестроцветные органические известняки	Известняки, мергели	На западе — рифы, лагунные фацци, на востоке — не известны	1,0		55,15	34,05	7,33	2,21	~ 5	До 300		470	230
Известняки	Известняки	Известняки, мергели	1—2		38,8	43,5	29,14	1,69					
Известняки, песчаники, осадочные железные руды, бокситы	Известняки, доломитизир. известняки, поверхности размыва	На западе — карбонатные толщи, рифы; на востоке — рифы, затем песчано-конгломератовые образования	<2—3	13,6	34,10	26,60	20,48			До 3000			
Глауконитовые песчаники, прибрежно-морские песчаники, глины	Алевритистые глины, локально развитые песчаники	На западе — маломощные полимиктовые и детритовые известняки; на востоке — пестроцветные каолиновые глины и пески	<5	38,95	16,66	4,51	9,60	2,32	5—10	До 5000	25	317	173

\* Характер бассейна седиментации для всех толщ — окраинное море.

\*\* Продолжительность, млн. лет/скорость, м/млн. лет.

один раз и в вышележащих отложениях уже не встречаются. Исключение составляет разрез восточной окраины Русской платформы, где доманикиты отлагались дважды: в верхнем девоне и в верхней юре, причем оба раза примерно на одной и той же территории.

Поражают громадные площади бассейнов, где накапливались доманикиты. Обычно они превышают 500 тыс. км<sup>2</sup>, а площадь единого Волжского бассейна Русской платформы и Западной Сибири достигает 2 млн. км<sup>2</sup>. Однако мощность этих отложений очень небольшая, весьма постоянная и колеблется для доманикитов разного возраста от первых до 100 м.

Время накопления доманикитов достаточно продолжительное и для рассматриваемых толщ примерно одинаково — 8—10 млн. лет. Незначительные мощности указывают на крайне малую скорость осадконакопления, не превышающую 5—6 м/млн. лет, чаще — еще более низкую. Такие скорости в несколько раз меньше средних скоростей накопления осадков того же возраста на платформах Евразии [Ронов, Хаин, 1954; Ронов и др., 1974, 1976] и в сотни раз меньше максимальных скоростей накопления осадков соответствующих отрезков геологического времени [Раабен, 1966]. Все это указывает на резкое ослабление механической эрозии на суше, на преимущественно автохтонный характер осадков.

Доманикиты отличаются большим постоянством литологического состава пород, не зависящим от их возраста. Состоят они из глин, кремнистых и карбонатных пород. Количественные соотношения этих компонентов значительно меняются как на площади, так и в вертикальном разрезе, создавая большое число типов пород, при общей близости их состава.

Существенную роль в доманикитах играет биогенный кремнезем, осаждаемый главным образом диатомеями. Большая роль диатомовых водорослей в строении доманикитов уже отмечалась рядом авторов [Конышева, Сахибгареев, 1976; Страхов, 1939]. Есть высказывания, что основная масса кремнезема имеет вулканическое происхождение [Евтушенко, 1979; Максимова, 1970]. Некоторые исследователи отмечают значительное присутствие в доманикитах в той или иной степени измененного вулканогенного материала [Ван, 1977; Конышева, 1975; Максимова, 1970], однако роль его нам представляется небольшой. Пока этот вопрос еще недостаточно изучен. Среди глинистых минералов в доманикитах преобладают гидрослюда и хлорит. Также встречаются монтмориллонит и смешанослойные образования, редко — каолинит. Характерна крайне незначительная примесь алевритно-песчаного терригенного материала, не превышающая 1—5%. Карбонаты представлены в основном кальцитом.

Обязательным признаком служит очень высокое содержание ОВ (до 40—50%), являющегося в этих толщах породообразующим и слагающего самостоятельные прослой, линзы. Этим объясняется малая плотность доманикитов, значительно уступающая плотности вмещающих пород (см. таблицу).

ОВ — сапропелевого типа, планктоногенное, степень его метаморфизма зависит от величины погружения пород.

С большим содержанием ОВ связано повышенное содержание в доманикитах урана [Плуман, 1971], ванадия и никеля [Зарипов и др., 1976; Нестеров, 1979] и ряда других микроэлементов.

Доманикиты подстилаются и покрываются достаточно разнообразными формациями. Среди подстилающих известны континентальные и прибрежно-морские угленосные (баженовская свита), лагунные эвапоритовые (воночие стасфуртские сланцы цехштейна Польско-Германского прогиба), морские мелководные карбонатные формации (доманик, куонамская толща). Покрываются они также различными формациями с преобладанием морских карбонатных и терригенно-карбонатных. Иногда кровля доманикитов совпадает с поверхностью размыта. Более закономерен горизонтальный ряд. Многие толщи доманикитов контактируют по laterали с ри-



фами и далее с зарифовыми, лагунными формациями. Некоторые авторы даже считают такую смену формаций типичной [Асташкин, Савицкий, 1977; Эллерн, 1976], говоря о наличии характерной триады фациальных типов отложений: лагунные, рифовые, доманиковые. Нами [Гурари, 1979] уже указывалось, что этот горизонтальный фациальный ряд существует не везде. Тип соседствующих формаций обусловлен конкретными условиями развития каждого седиментационного бассейна. Баженовская свита Западной Сибири на востоке сменяется пестроцветными континентальными осадками тяжинской свиты. На западном борту Баженовского бассейна появились лишь эмбрионы рифов (детритовые известняки верхов вогулкинской пачки), так и не успевшие перерасти в настоящие рифы. На Русской платформе верхневожжские горючие сланцы постепенно замещаются по латерали сначала глинами, а затем песчаными фациями. Сланценосная толща кукерского горизонта Прибалтики заключена в однообразной толще известняков и мергелей. Тем не менее седиментационные обстановки накопления доманикитов во всех случаях весьма близки. Это осадки морских бассейнов, накапливавшиеся в условиях максимального тектонического покоя и максимального развития трансгрессии в центральных отстойных впадинах морского дна, что уже отмечалось как нами [Ф. Гурари, И. Гурари, 1974; Гурари, 1979], так и другими авторами [Булыникова и др., 1978; Страхов, 1934, 1939; Эллерн, 1976]. Обильная и разнообразная бентосная фауна, присутствующая в некоторых толщах доманикитов, указывает на нормальный газовый режим в придонной зоне отдельных бассейнов, на что обратил внимание еще Н. М. Страхов (1934, 1939). В других бассейнах, в частности в Баженовском море, существовало сероводородное заражение придонных вод.

Вопрос о глубинах морей, где накапливались доманикиты, также дискуссионный. Различными авторами эта глубина оценивается от 100 до 700 м. Значительную помощь в определении ее может оказать сравнительный палеогеографический анализ.

На рис. 1 отчетливо видно, что доманикиты накапливались в центральных частях окраинных эпиконтинентальных шельфовых морей, вряд ли имевших большую глубину, но во всех случаях открытых, хорошо связанных с мировым океаном. Глубина зон накопления доманикитов превышала 200 м, поскольку не отмечается никаких следов взмучивания очень тонких микрослоистых глинистых осадков, за исключением подводных оползней и следов турбидитных потоков. Эти факты также указывают на преимущественно малоактивную гидродинамику вод в придонной зоне. Окраинный характер шельфовых морей позволяет предполагать, что глубина их не должна была превышать первых сотен метров. Ярко выраженный характер некомпенсации доманикитных морей был связан не с интенсивностью прогибания их дна, а с очень высоким уровнем стояния моря, малой площадью и сильно выровненным характером суши, где механическая эрозия была сведена к минимуму и преобладало химическое выветривание, на что уже обращал внимание Н. М. Страхов и ряд других авторов [Булыникова и др., 1978; Страхов, 1939]. Необычно высокое содержание сапропелевого ОВ, выделяющее доманикиты из других осадочных пород, обусловлено двумя процессами. Во-первых, очень высокой биопродуктивностью бассейнов, во-вторых, крайне малой степенью разбавления ОВ минеральной частью породы, что уже многократно отмечалось в литературе [Конторович, 1967; Булыникова и др., 1978; Ф. Гурари, И. Гурари, 1974; Страхов, 1939]. Очень высокая биопродуктивность доманикитовых бассейнов некоторыми исследователями объясняется связью их с древними зонами апвеллинга [Конторович, 1967; Конюхов, 1975]. Характер бассейнов и расположение в них зон накопления доманикитов позволяет нам считать, что апвеллинг имел место лишь в частных случаях (возможно для куонамской толщи). Более распространенным и общим было обильное развитие планктона в центральных зонах (не в прибрежных, как при апвел-

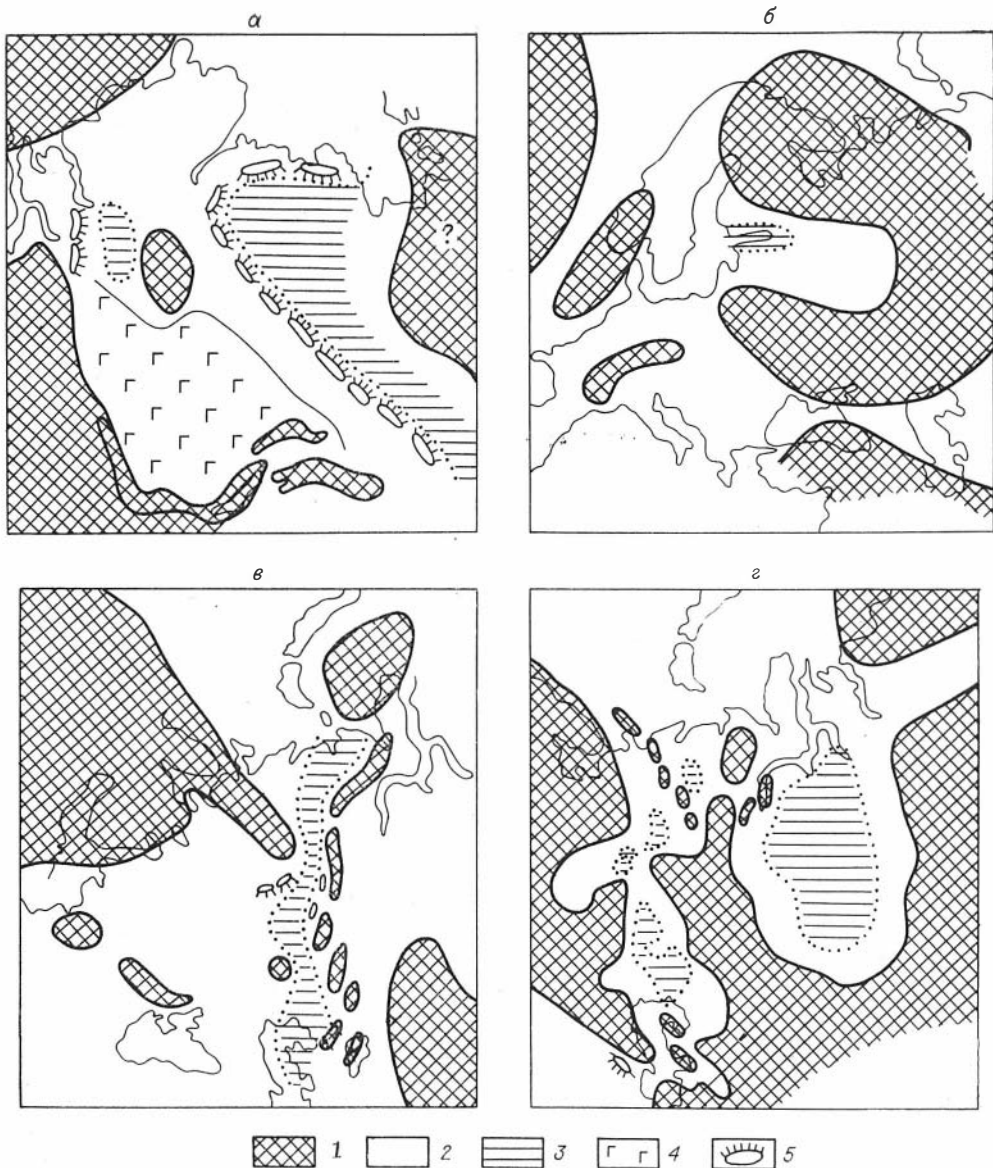


Рис. 1. Палеогеографические схемы времени накопления некоторых толщ доманикитов. а — отложения куонамского горизонта кембрия Сибирской платформы; б — кукерских сланцев среднего ордовика Русской платформы, в — доманика верхнего девона Русской платформы, г — баженовской свиты верхней юры Западно-Сибирской плиты. 1 — суша; 2 — море, 3 — области накопления горючсланцевых доманикитных осадков, 4 — области накопления эвапоритов; 5 — установленные или предполагаемые рифовые массивы.

линге) бассейнов в связи с циклоническим халистатическим режимом гидродинамики, на что указывает в одной из последних публикаций Н. М. Страхов (1978). Отсутствие активной гидродинамики в придонной части зон накопления доманикитов, очевидно, связано с особенностями топографии дна, наличием на нем обширных затишных впадин.

Даже беглый обзор особенностей строения доманикитов свидетельствует о высокой степени их близости. Поэтому промышленная нефтеносность баженовской свиты не может быть исключительным явлением. Залежи нефти (возможно и газа) должны быть и в других доманикитных толщах. Они и наблюдались в действительности, только в незначительном количестве. Еще в 1939 г. Н. М. Страхов писал, что «доманиковый гори-

зонт был нефтепроизводящим горизонтом Урала» (с. 116). В 1964 г. А. К. Драгунский и Ч. Г. Ишаев описали промышленные притоки нефти (0,4—4,0 м<sup>3</sup>/сут) из известняков, аргиллитов и глинистых сланцев доманикового горизонта на Янбаевской, Тепляковской и Куш-Кульской площадях, расположенных на Пермско-Башкирском своде, в пределах северной части Башкирии. Интересно, что уже тогда эти исследователи отметили наличие в породах доманикового горизонта нескольких систем трещин, и в том числе трещин горизонтальных, приуроченных к плоскостям переслаивания глинистых сланцев и известняков.

В монографии о геологии нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской области [Максимов и др., 1970] описаны промышленные притоки тяжелой нефти из доманикового горизонта еще на двух площадях этого же района: Татышлинской и Воядинской.

Совсем недавно проблема нефтегазоносности франско-фаменских отложений на востоке Русской платформы рассмотрена А. В. Овчаренко (1979), который приводит сведения о значительных притоках нефти (до 10 т/сут) и интенсивных нефтегазопроявлениях из пород доманикового горизонта на других площадях в пределах Татарской АССР, в Пермской, Куйбышевской, Оренбургской областях. Правда, А. В. Овчаренко вызывает все эти проявления к известняковым прослоям, указывая, что глинистые известняки, как правило, скопления углеводородов не содержат. Однако далее он сам указывает на очень слабую изученность продуктивности франско-фаменских отложений, одновременно оценивая их в качестве очень важного объекта для поисковых работ.

Нефтегазоносность доманикитов куонамского горизонта практически не изучена, так как он вскрыт пока еще лишь в единичных скважинах. В поверхностных обнажениях этих пород в них известны многочисленные и иногда крупные скопления битумов.

Наиболее изучена нефтеносность доманикитов баженовской свиты в Западной Сибири, где число площадей с промышленными притоками нефти и интенсивными нефтепроявлениями превысило несколько десятков. Дебит скважин различен, в отдельных случаях достигает 700—800 т/сут.

То, что баженовские аргиллиты следует рассматривать в качестве нефтематеринской толщи, уже давно указывалось Ф. Г. Гурари, А. Э. Конторовичем, Г. П. Сверчковым и рядом других исследователей.

Изучение уже открытых залежей в баженовской свите показало, что нефть находится в пористопроницаемых зонах глин с горизонтальной микрослоистой (листоватой) текстурой. Этот тип коллектора назван И. И. Нестеровым «баженитом» (1979). Коллекторские свойства баженинитов изучены еще недостаточно, что объясняется очень большими трудностями извлечения керна породы из продуктивных зон. И. И. Нестеров (1979) указывает, что максимальная пористость плотных баженинитов составляет 10—12% при средних значениях 5—10%. Проницаемость колеблется от 2,5 до 5 мД при средних значениях 0,2—0,9 мД. В рыхлых разностях, по его мнению, открытая пористость может быть в 2—3 раза, а проницаемость на несколько порядков выше приведенных значений. Т. В. Дорофеева и ее соавторы (1979) оценивают открытую пористость пород баженовской свиты в 2—16%. На Салымском месторождении она составляет, по их данным, 3—8%. Несмотря на эти малые значения, большое число трещин обуславливает возможность фильтрации флюида через толщу глин. В. В. Вебер и Л. А. Коцера (1979) пишут, что в баженовской свите коллекторы распространены весьма неравномерно и связаны с развитием трещин. В участках, где трещин много и они обеспечивают сообщаемость пор, пористость оценена этими авторами очень высоко, до 25—28%, тогда как в других участках она не превышает 5%. Т. В. Дорофеева и ее соавторы, В. В. Вебер, Л. А. Коцера и И. И. Нестеров отмечают роль самого органического вещества в образовании пустотного пространства. Таким

образом, в доманикитах ОВ, являясь породообразующим компонентом, оказывает большое влияние на величину многих физических параметров пород, в первую очередь на коллекторские свойства.

Имеющиеся данные позволили нам [Гурари, 1974, 1979] предположить, что пустотное пространство в доманикитах баженовской свиты возникло в связи с автогидроразрывом (автонефтеразаывом), произведенным жидким флюидом, генерированным самой же толщей глин, т. е. мы имеем еще мало известный случай, когда порода не только генерирует нефть, но одновременно создает с ее помощью коллектор для аккумуляции нефти в количествах, могущих представлять промышленный интерес. Обязательными условиями для развития этого процесса должны быть:

- а) очень высокое содержание ОВ;
- б) первоначальная микрослоистая (листоватая) текстура глин, связанная со специфическими условиями седиментации;
- в) достаточная степень катагенеза ОВ и интенсивная генерация им жидкого флюида.

Изучение уже выявленных залежей нефти в баженовской свите позволяет утверждать, что они не связаны со структурными условиями этой толщи (как пликативными, так и дизъюнктивными), хотя на этом настаивают некоторые исследователи [Клубова, Климушина, 1979; Таруц, Гайдебурова, 1978].

Отчетливо выявились следующие характерные черты площадей, где баженовская свита продуктивна:

1. Они отличаются аномально высокими пластовыми давлениями с градиентом аномальности до 1,6 (Салым).

2. Большинство нефтяных залежей расположено в зонах наиболее высоких температур в кровле баженовской свиты, превышающих 90—100°C. Эти наблюдения, впервые опубликованные С. Г. Красновым и М. Д. Хуторским (1978), хорошо подтверждаются новыми материалами.

3. Баженовская свита отличается вообще повышенным электрическим сопротивлением. В районах залежей нефти оно достигает 3000—4000 Ом·м.

4. Для площадей баженовской свиты с выявленной нефтеносностью характерна пониженная условная энергия отраженных сейсмических волн.

5. Распределение продуктивных зон на площадях очень прихотливое, хотя в общем намечается их линейная вытянутость. На наиболее разведанной Салымской площади коэффициент продуктивности скважин весьма изменчив, даже на крайне небольших расстояниях.

6. Продуктивность баженита сильно зависит от условий его вскрытия и опробования. При испытании этого горизонта после крепления его обсадными трубами притоки значительно меньше, чем при опробовании открытым забоем. Нередко они совсем отсутствуют.

7. Залежь нефти на Салыме безводная. Т. В. Дорофеева [Дорофеева и др., 1979] объясняет это гидрофобностью пород, И. Н. Ушатинский и др. (1976) радиолизом воды в связи с высокой радиоактивностью пород.

Характерные особенности продуктивных зон и площадей баженовской свиты уже отмечались в ряде публикаций Ф. Г. Гурари, Т. В. Дорофеева, О. Г. Зарипова, С. Г. Краснова, И. И. Нестерова, Ф. К. Салманова, И. Н. Ушатинского. Однако до сих пор нет еще комплексных рекомендаций по методике поисков и разведке этих месторождений. Нам представляется необходимым разделить эти работы на два этапа.

I этап — оконтуривание наиболее интересных зон и в их пределах наиболее интересных, сравнительно локализованных районов. Для решения этой задачи сегодня наиболее обещающим методом служит построение и анализ следующих карт (рис. 2):

- а) содержания органического вещества или радиоактивности (также отражающих содержание ОВ);
- б) пластовых температур в кровле или подошве баженовской свиты;

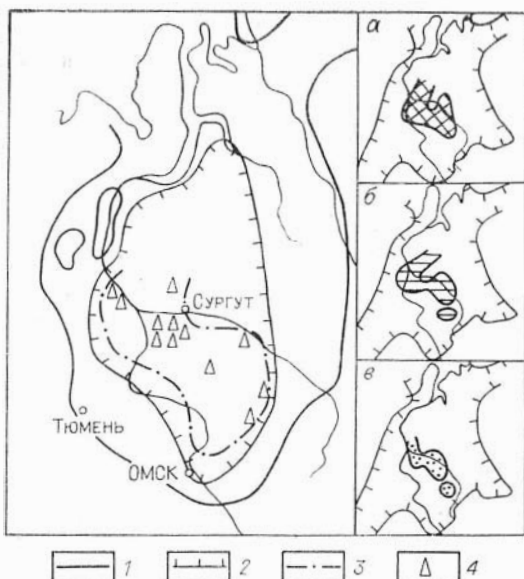


Рис. 2. Схема размещения залежей нефти в баженовской свите в зависимости от палеогеографии и некоторых физико-химических параметров пород.

1—3 — границы: 1 — морского бассейна воляского века, 2 — области накопления сильно битуминозных пород баженовской свиты, 3 — территории Западно-Сибирской плиты, наиболее благоприятной для поисков новых залежей нефти в баженовской свите; 4 — разведочные площади, на которых получены промышленные притоки нефти из баженовской свиты. Области с наиболее высокими: а — содержанием  $\text{Corg}$  (>9—10% на породу) в отложениях баженовской свиты, по А. Э. Конторовичу, А. С. Фомичеву и др.; б — температурой в кровле баженовской свиты (>100—110°C), по С. Г. Краснову и М. Д. Хуторскому, В. А. Skorobogatovu, Б. П. Ставицкому и др.; в — удельными электрическими сопротивлениями пород баженовской свиты (>400 Ом·м), по В. Г. Елисееву.

- в) anomalно высоких пластовых давлений;  
 г) удельного электрического сопротивления пород свиты.

II этап — выделение конкретных площадей для постановки поискового бурения. Для решения этой задачи пока можно рекомендовать в опытном порядке метод сейсмонеэнергетического картирования по методикам, разработанным И. И. Бобровником и Г. М. Таруцем. Одновременно следует провести на площади уже выявленных залежей нефти проверку эффективности других методов как сейсморазведки, так и электроразведки и гравимагнитометрии.

Для повышения эффективности поисково-разведочных работ большое значение будет иметь разработка и осуществление обширной программы научных исследований, которая составляет в настоящее время по заданию Государственного комитета СССР по науке и технике.

Представляется необходимым пересмотр старых оценок пород доманикового горизонта. В районах Сибирской платформы, где коунамская свита находится в условиях ГЗН, также следует рассматривать ее как нефтеперспективный объект, используя при поисках опыт, уже полученный в Западной Сибири.

До выработки надежной методики поисков и разведки залежей нефти в доманикитах эти породы в зонах, благоприятных по региональным критериям, должны опробоваться в большинстве скважин, вскрывающих или проходящих их. При этом обязательно — открытым забоем. Задача облегчается тем, что во многих районах (Русская и Сибирская платформы, Западная Сибирь) основные нефтегазопромысловые объекты залегают стратиграфически ниже доманикитов.

Необходимо и дальше развивать научные исследования строения и нефтегазонасыщенности баженовской свиты, ведущиеся сейчас в ЗапСибНИГНИ, ВНИГРИ, СНИИГГиМСе, МИНХиГП, ИГИРГИ и в других институтах. Надо охватить ими и другие перспективные доманикитные толщи. В первую очередь это относится к коунамской свите на глубоких склонах Анабарского и Алданского массивов и в пределах Вилюйской синеклизы, где эта толща погружена до глубины в несколько километров. Следует провести ревизию материалов и по доманиковому горизонту для районов, где он находится в оптимальных глубинных условиях.

Вопросы возможной промышленной нефтегазонасыщенности должны быть обязательной составной частью в общем процессе изучения любых горючесланцевых толщ, погруженных более чем на 1,5—2 км. Весьма возможно,

что именно этот новый тип залежей станет тем необходимым резервом для пополнения запасов нефти (возможно и газа), сокращение которых уже отчетливо наметилось во многих нефтегазоносных областях мира.

В заключение автор приносит глубокую благодарность В. А. Асташкину и В. М. Евтушенко, оказавшим ему большую помощь при подготовке данной статьи.

## ЛИТЕРАТУРА

- Асташкин В. А., Савицкий В. Е.* Рифовые системы кембрия и перспективы нефтеносности Западной Якутии.— В кн.: Геология и нефтегазоносность Сибири. Новосибирск, 1977, с. 58—70.
- Бульникова С. П.* и др. Палеобифации нефтегазоносных волжских и неокомских отложений Западно-Сибирской плиты. М.: Недра, 1978. 86 с.
- Ван А. В.* Вулканизм и нефтегазообразование.— В кн.: Геохимия, минералогия, петрология, литология, полезные ископаемые Сибири. Кемерово, 1977, с. 114—117.
- Вассович Н. Б., Колюхов А. И., Лопатин Н. В.* Общее и особенное в образовании углей, нефти и углеводородных газов.— В кн.: XXV сессия МГУ. Доклады советских геологов. М.: Наука, 1976, с. 7—19.
- Вебер В. В., Коцераба Л. А.* Условия битуминозности баженовской свиты Западной Сибири.— Геол. нефти и газа, 1979, № 9, с. 15—19.
- Геология нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции*/С. П. Максимов, В. А. Киров, В. А. Глубов. М.: Недра, 1970. 807 с.
- Гурари Ф. Г.* О поисках нефти и газа в мезозое Западно-Сибирской низменности.— В кн.: Материалы по геологии, гидрогеологии, геофизике и полезным ископаемым Западной Сибири. Л.: Гостехиздат, 1961, с. 15—31.
- Гурари Ф. Г., Гурари И. Ф.* Формирование залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты Западной Сибири.— Геол. нефти и газа, 1974, № 5, с. 36—40.
- Гурари Ф. Г.* Об условиях накопления и нефтеносности баженовской свиты Западной Сибири.— В кн.: Закономерности размещения скоплений нефти и газа на Сибирской платформе. Новосибирск, 1979, с. 153—160.
- Дорофеева Т. В., Лебедев Б. А., Петрова Г. В.* Особенности формирования коллекторских свойств баженовской свиты Салымского месторождения, — Геол. нефти и газа, 1979, № 9, с. 20—23.
- Драгунский А. К., Ишаев У. Г.* Новые данные о нефтеносности доманиковского горизонта в северной части Башкирии.— Нефтегазовая геол. и геофиз., 1964, № 1, с. 25—28.
- Евтушенко В. М.* Условия формирования отложений доманикового типа кембрия Сибирской платформы.— Геол. и геофиз., 1979, № 6, с. 8—15.
- Зарипов О. Г., Ушатинский И. Н., Бабицын П. К.* Литолого-геохимические показатели нефтеносности пород баженовской свиты.— В кн.: Пути повышения эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ в Тюменской области. Тюмень, 1976, с. 64—68.
- Зарипов О. Г., Нестеров И. И.* Закономерность размещения коллекторов в глинистых отложениях баженовской свиты и ее возрастных аналогов в Западной Сибири.— Сов. геология, 1977, № 3, с. 19—25.
- Клубова Т. Т., Климушина Л. П.* Коллекторы баженовской свиты Западной Сибири. Условия образования и нефтеносность.— В кн.: Геология, стратиграфия и полезные ископаемые Сибири. Томск: Изд-во Томского гос. ун-та, 1979, с. 164—167.
- Конторович А. Э.* Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности.— М.: Недра, 1976.
- Коньшева Р. А.* Вулканогенный материал в аргиллитах баженовской свиты Западной Сибири.— В кн.: Материалы X совещания Сибирского отделения. Новосибирск, 1975, с. 140—142.
- Коньшева Р. А., Сахлибгареев Р. С.* О природе емкости в аргиллитах баженовской свиты Западной Сибири.— Докл. АН СССР, 1976, т. 228, № 5, с. 1197—1199.
- Колюхов А. И.* Фацциальные условия накопления в океане осадков, обогащенных углеводородным органическим веществом.— В кн.: Горючие сланцы (геохимия и литология). Таллин, 1975, с. 25—28.
- Краснов С. Г., Хуторской М. Д.* О влиянии интрузий в фундаменте Западно-Сибирской плиты на нефтеносность баженовской свиты.— Докл. АН СССР, 1978, т. 243, № 4, с. 995—997.
- Кузнецов Д. Т.* Горючие сланцы мира. М.: Недра, 1975.
- Максимова С. В.* Эколого-фациальные особенности и условия образования доминика. М.: Наука, 1970.
- Неручев С. Г.* Эпохи радиоактивности в истории земли и развитии биосферы.— Геол. и геофиз., 1976, № 2, с. 3—14.

- Нестеров И. И.* Новый тип коллектора нефти и газа. — Геол. нефти и газа, 1979, № 10, с. 26—29.
- Новиков Г. Р., Салманов Ф. К., Тяп А. В.* Перспективы открытия крупных залежей нефти в трещиноватых аргиллитах баженовской свиты. — Нефть и газ Тюмени, 1970, вып. 7, с. 1—3.
- Овчаренко А. В.* Распространение и перспективы нефтегазоносности франско-фаменской карбонатной толщи на востоке Русской платформы. — Геол. нефти и газа, 1979, № 3, с. 11—19.
- Плуман И. И.* Ураноносность черных битуминозных аргиллитов верхней юры Западно-Сибирской плиты. — Геохимия, 1971, № 11, с. 1362—1368.
- Раабен М. Е.* О скоростях осадконакопления в рифее. — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1966, № 9, с. 117—129.
- Рокко Т.* Необычное нефтяное месторождение Джела в Сицилии. — В кн.: V Международный нефтяной конгресс. Т. I. Геология и геофизика. М.: Гостоптехиздат, 1964, с. 70—77.
- Ронов А. Б., Хаин В. Е.* Девонские литологические формации мира. — Сов. геология, 1954, сб. 41, с. 46—76.
- Ронов А. Б., Сеславинский К. Б., Хаин В. Е.* Кембрийские литологические формации мира. — Сов. геология, 1974, № 12, с. 10—33.
- Ронов А. Б., Хаин В. Е., Сеславинский К. Б.* Ордовикские литологические формации мира. — Сов. геология, 1976, № 1, с. 7—27.
- Сердюченко Д. П., Потемкин К. В.* Черные сланцы, их метаморфические производные и генетические связи с редкометальными концентрациями. — В кн.: Состояние и задачи советской литологии. М.: Наука, 1970, с. 159—164.
- Страхов Н. М.* Горючие сланцы зоны *Perisphincter Panderi* D. Orb. — Бюл. МОИП. Отд. геол., 1934, № 12.2, с. 200—250.
- Страхов Н. М.* Доманиковая фация Южного Урала. — Труды Ин-та геол. наук АН СССР. Сер. геол., 1939, № 6, вып. 16.
- Страхов Н. М.* «Принцип соответствия» Л. А. Зенкевича и его значение для теории океанского осадкообразования. — Литология и полезные ископаемые, 1978, № 4, с. 124—133.
- Таруц Г. М., Гайдебурова Е. А.* Строение нефтегазоносных отложений баженовской свиты Западно-Сибирской плиты в связи с особенностями тектоники верхнеюрского бассейна осадконакопления (на примере Салымского района). — В кн.: Цикличность осадконакопления нефтегазоносных бассейнов и закономерности размещения залежей. Новосибирск, 1978, с. 80—98.
- Ушатинский И. Н. и др.* Условия накопления и преобразования органического вещества в битуминозных глинистых отложениях баженовской свиты Западной Сибири. — В кн.: Органическое вещество в современных и ископаемых осадках. М.: Изд-во МГУ, 1976, с. 136—138.
- Хьюберт М. К., Виллис Д. Г.* Важные трещиноватые коллекторы в США. — В кн.: IV Международный нефтяной конгресс. Т. I. Геология нефтяных и газовых месторождений. М.: Гостоптехиздат, 1956, с. 68—96.
- Элмерн С. С.* Некомпенсированные прогибы молодых платформ. — В кн.: Некомпенсированные прогибы платформ и их нефтегазоносность. Казань: Изд-во Казанского ун-та, 1976, с. 42—95.

*В. И. БИДЖАКОВ, Е. Е. ДАНЕНБЕРГ, И. А. ИВАНОВ,  
Г. И. ТИЩЕНКО*

## НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ ПАЛЕОЗОЯ ЮГО-ВОСТОКА ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ

Дальнейшее развитие сырьевой базы нефтедобывающей промышленности Томской области в значительной мере связано с освоением новых перспективных объектов поисков залежей нефти. К числу таких объектов относятся палеозойские отложения, в которых, по мнению А. А. Трофимука (1964), А. А. Трофимука и В. С. Вышемирского (1975), а также В. С. Суркова, О. Г. Жеро (1977), содержатся значительные потенциальные ресурсы нефти и газа. В связи с этим в последние годы в юго-восточных районах Западно-Сибирской плиты существенно возросли региональные и поисково-разведочные работы, направленные на оценку перспектив нефтегазоносности палеозойских осадочных бассейнов и поиски залежей в кровельной части образований доюрского фундамента.

К настоящему времени наиболее ощутимые результаты получены при изучении образований кровельной части фундамента, о чем свидетельствует выявление залежей нефти и газа на Верхнекомбарской, Калиновой, Медведевской, Нижнетабаганской, Останинской, Северо-Останинской, Урманской, Чебачьей, Чкаловской площадях и многочисленных нефтегазопроявлений в разновозрастных и разнотипных породах других локальных эрозионно-тектонических выступов фундамента.

Таким образом, доказанная региональная нефтегазоносность образований кровельной части фундамента, а также доступная для глубокого бурения глубина залегания этих пород позволяет выдвигать их наравне с юрскими отложениями в число первоочередных объектов для подготовки промышленных запасов нефти в одиннадцатой пятилетке и на перспективу. В то же время явно недостаточная геолого-геофизическая изученность этого геологически сложно построенного объекта позволяет в настоящее время осуществить выбор наиболее перспективных участков для постановки поисковых работ только на основе учета общих геологических предпосылок размещения в нем залежей нефти и газа.

К таким предпосылкам наравне с данными о нефтепроизводящих комплексах относятся сведения о распространении природных резервуаров (пород-коллекторов) и перекрывающих их изолирующих толщ. Тем более, как показали исследования последних лет, неравномерное размещение промышленных скоплений нефти и газа в этом объекте обусловлено в значительной мере латеральной изменчивостью вещественного состава и коллекторских свойств пород, а также характером развития изолирующих толщ.

Залежи нефти и газа кровельной части фундамента приурочены к породам широкого стратиграфического диапазона, а их формирование, размещение и сохранение во многом контролируется строением перекрывающих фундамент толщ. Это обуславливает выделение здесь не единого стратиграфического нефтегазосного объекта, а целого набора разновозрастных и различных по составу образований — зоны нефтесодержащих пород. В дальнейшем эта зона будет именоваться зоной контакта, а нефтегазосный объект — нефтегазосным горизонтом зоны контакта (НГГЗК).

Латеральная изменчивость литологического состава пород фундамента, а следовательно, и зоны контакта весьма значительная. Помимо того, что они принадлежат к различным горизонтам разных формаций, их неоднородность усилилась за счет гипергенных процессов в начальный период платформенного осадконакопления. Последнее подтверждается характером распространения кор выветривания, приуроченных к определенным структурно-тектоническим элементам.

Коры выветривания по времени образования и захоронения на рассматриваемой территории различаются. Это связано с тем, что в начальный период платформенного осадконакопления рельеф фундамента был значительно расчленен и условия для сохранения кор выветривания отсутствовали. Подтверждением этому служит характер залегания подошвенных отложений чехла. То обстоятельство, что более древние горизонты чехла, заполняющие впадины и углубления рельефа фундамента, распространены незначительно, а перекрывающие их более молодые горизонты на большой площади, указывает на первоначальную расчлененность рельефа и последующее его выравнивание. В периоды образования поверхностей выравнивания создавались благоприятные условия для формирования и сохранения кор выветривания пород фундамента, еще не перекрытых осадочным чехлом.

Таким образом, значительная расчлененность рельефа фундамента (до 700 м) в начальные этапы платформенного развития оказывала отрицательное влияние на формирование и сохранение кор выветривания. Поэтому в наиболее погруженных зонах современного рельефа фундамента, ранее всего ставших областью осадконакопления, породы фунда-



мента слабо преобразованы гипергенными процессами, вследствие чего здесь в основном развиты дезинтегрированные разности пород, в то время как наиболее измененные разности пород, прошедшие стадию гидролиза, распространены преимущественно в пределах крупных приподнятых зон (мегавалы, своды и т. д.).

Следует отметить, что подобное распределение кор выветривания фундамента Западно-Сибирской плиты отмечали Е. Г. Журавлев и Т. А. Лапинская (1976).

По возрасту отложений, перекрывающих эрозионно-тектоническую поверхность фундамента, выделяются предтриасовые, преднижнеюрские, предсреднеюрские и предверхнеюрские коры выветривания. Две первых и последняя из них представлены в основном дезинтегрированными и выщелоченными породами. Предсреднеюрские коры выветривания представлены образованиями более полного профиля выветривания. Соответственно предтриасовые и преднижнеюрские коры выветривания распространены преимущественно в депрессионных зонах рельефа, здесь же отмечается присутствие переотложенных кор выветривания. Предсреднеюрские коры выветривания развиты на приподнятых участках, а предверхнеюрские — встречаются на присводовых участках Александровского и Парабельского мегавалов.

В пределах локальных поднятий латеральная изменчивость вещественного состава преобразованных материнских пород значительная, о чем свидетельствуют результаты поисково-разведочных работ последних лет. Они показали, что даже на небольших участках эрозионно-тектонической поверхности развиты разные по литологии и возрасту палеозойские горизонты, что обуславливается, по-видимому, влиянием дизъюнктивной и пликвативной тектоники и избирательностью эрозионных процессов. Примером такой значительной латеральной изменчивости вещественного состава и возраста палеозойских образований являются Калиновая, Нижнетабаганская и другие площади.

Влияние процессов выветривания на многообразные разности пород эрозионно-тектонической поверхности фундамента в значительной степени наложило отпечаток на формирование и изменение их коллекторских свойств. Разуплотнение пород в процессе выветривания, как установлено исследованиями Е. Г. Журавлева и Т. А. Лапинской (1976), приводит в конечном счете к улучшению их коллекторских свойств. Особенно заметны увеличения значений открытой пористости и проницаемости в зонах дезинтеграции и выщелачивания.

Гипергенные процессы, приводящие к выщелачиванию и растворению отдельных элементов карбонатных пород, улучшают их коллекторские свойства, образуют зоны развития порово-трещинных коллекторов, кавернозности и карста. О высоких фильтрационных свойствах выветренных карбонатных пород зоны контакта свидетельствуют катастрофические поглощения глинистого раствора, а в некоторых случаях обильные водопроявления при их вскрытии на Кильсинской, Медведевской, Нижнетабаганской, Северо-Останинской, Тамбаевской, Чинжарской, Усть-Сильгинской и других площадях.

Коллекторские свойства карбонатных пород в зоне выветривания определяются их первоначальным составом. Карбонатные породы с содержанием нерастворимого остатка до 10% в зоне выветривания становятся сильно кавернозными, вплоть до образования карста, который может быть заполнен переотложенными продуктами выветривания. Например, кавернозность карбонатных пород Урманской площади настолько высока, что в образцах зерна пустоты просматриваются визуально. На этой площади скв. 2 в интервалах 3098—3102 м вскрыты бокситы, заполняющие, по мнению В. А. Баженова, Е. Е. Даненберга и Г. И. Тищенко (1977), карстовое углубление в кровельной части карбатов. Бокситы обладают открытой пористостью 23,4—28,9%, проницаемостью до 33,4 мД. При ис-

пытании в скв. 2 интервала, отвечающего глубине залегания бокситов, получен совместный значительный приток нефти.

Глинистые разновидности карбонатных пород характеризуются низкими коллекторскими свойствами даже в зонах дезинтеграции и выщелачивания. Открытая пористость таких пород достигает нескольких процентов, возрастая в зависимости от степени их выветривания, о чем свидетельствует получение в скв. 6 Калиновой площади промышленного притока нефти.

Неплохими коллекторскими свойствами обладают глинисто-кремнистые образования, которые на участках повышенной тектонической активности и в зонах дезинтеграции приобретают емкостные и фильтрационные свойства за счет развития повышенной трещиноватости. Открытая пористость таких пород на Останинской площади достигает 36,5%, а при их испытании в скв. 425, 428, 436 и 438 получены фонтанирующие притоки нефти, газа и воды.

Практический интерес также представляют трещино-поровые коллекторы в интрузивных породах. Коллектор такого типа вскрыт скв. 217 в пределах кровельной части гранитного выступа Чебачьей площади, при испытании которой получен приток нефти дебитом 17 м<sup>3</sup>/сут.

Довольно низкими коллекторскими свойствами обладают коры выветривания эффузивных и глинистых пород, о чем косвенно свидетельствует отсутствие существенных притоков флюидов из элювиальных образований этих пород.

Большое значение для коллекторских свойств пород в зоне выветривания приобретают разломы. С разломами обычно связан линейный тип кор выветривания. Этот тип характеризуется большой глубиной воздействия гипергенных процессов за счет широкой сети трещин, оперяющих разломы. Особенно интересны в этом отношении палеозойские разломы, по которым в период предчехольного размыва региона развивались гипергенные процессы. Такие разломы выявлены сейсмическими работами МОГТ и КМПВ на Елей-Игайской, Нюльгинской, Северо-Останинской и других площадях.

Следует отметить, что приуроченность большинства промышленных скоплений углеводородов к карбонатным породам объясняется, по-видимому, не только их высокими коллекторскими свойствами, так как хорошие коллекторы обнаружены не только среди карбонатных пород. Так, прошедшие стадию выщелачивания терригенные образования Первомайской площади, вскрытые скв. 264, имеют открытую пористость 14%, проницаемость 1,7 мД, а в Приуралье из кор выветривания терригенных пород получены существенные притоки нефти и газа. То же самое относится к корам выветривания магматических пород.

Приуроченность промышленных скоплений в пределах рассматриваемой территории в основном к карбонатным породам можно объяснить несколькими причинами.

Во-первых, наличием благоприятных условий для латеральной миграции углеводородов вдоль эрозионно-тектонической поверхности. Площадное распространение карбонатов, обладающих хорошими коллекторскими свойствами, способствует пространственному перемещению углеводородов, обеспечивающему аккумуляцию больших масс углеводородов в ловушках.

Во-вторых, наличием в районах развития карбонатных пород нефтематеринских толщ в переходных комплексах, а также триас-нижнеюрских отложений, обогащенных органическим веществом.

В-третьих, размещением карбонатных пород в основном в погруженных участках современного рельефа фундамента, где развиты перекрывающие фундамент глинистые толщи, способные изолировать залежи.

В качестве изолирующих толщ, перекрывающих породы-коллекторы зоны контакта, выступают в основном полифациальные отложения триаса,

нижней и средней юры. Эти отложения ложатся на эрозионно-тектоническую поверхность фундамента различными слоями своих нижних пачек, отличающихся как временем формирования, так и литологическим составом.

Следует отметить, что при этом глинистые и глинисто-углисто-алевролитовые толщи-покрышки по своему стратиграфическому положению, а соответственно и пространственному распространению различаются даже в пределах локальных структур. Так, в пределах Останинской, Западно-Останинской и других площадей на разные гипсометрические уровни поверхности фундамента ложатся толщи-покрышки трех различных ниже-среднеюрских пачек.

Наиболее однородны по составу и выдержаны по простиранию изолирующие толщи триас-нижнеюрских отложений, менее — изолирующие толщи среднеюрских отложений. Первые толщи распространены во впадинах и на склонах структур I порядка, вторые — перекрывают образования зоны контакта только в присводовых частях положительных структур I порядка.

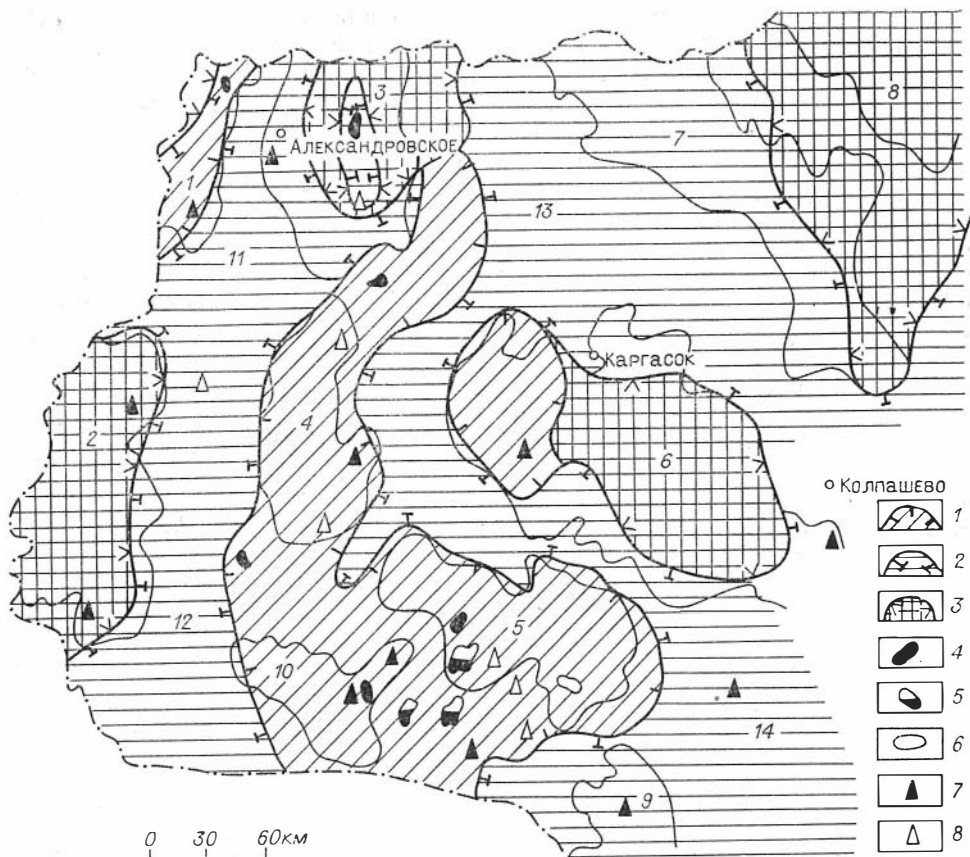
Другим типом экрана для залежей НГГЗК являются глинистые образования кор выветривания. Например, на Останинской площади в районе скв. 436 глинистые образования коры выветривания служат крышкой для нижерасположенной залежи нефти. Консервировать залежи верхней части палеозойских образований могут также непроницаемые глинисто-карбонатные и магматические породы самой кровельной части фундамента. Формирование таких экранов возможно за счет заполнения трещин кальцитом при движении пластовых вод из отложений платформенного чехла в трещиноватую зону доюрских образований. Так, например, в разрезе скв. 8 Калиновой площади трещины в палеозойских аргиллитах заполнены кальцитом. Следовательно, отсутствие признаков нефтенасыщения самой верхней части палеозойских образований не всегда может свидетельствовать об отсутствии залежей в эрозионно-тектонических выступах.

В пределах Томской области имеются примеры, когда в качестве фронтальных экранов выступают коры выветривания магматических пород. Примером может служить залежь нефти дезинтегрированных карбонатов Медведевской площади, которая фронтально экранируется продуктами разложения основных эффузивов. Следует также отметить, что переотложенные продукты выветривания пород основного и среднего состава способствуют формированию покрышек высокого качества на склонах эрозионно-тектонических выступов, как, например, на Фестивальной и Юбилейной площадях.

Отсутствие региональной крышки над зоной контакта создает благоприятные условия не только для поступления углеводородов в породы-коллекторы доюрских образований, но и для перетока углеводородов в вышележащие юрские отложения. Причем первоначальными источниками углеводородов могут служить как доюрские осадочные породы, так и перекрывающие их юрские отложения.

В то же время наличие поверхности несогласия между породами-коллекторами зоны контакта и перекрывающими их изолирующими толщами нижней части чехла создало весьма благоприятные условия для образования ловушек, объединяемых в группу стратиграфических с выделением типов структурно-стратиграфических, собственно-стратиграфических и стратиграфически-эрозионных под и над несогласием.

При формировании залежей в таких типах ловушек региональное распространение крышки — не обязательное условие для изоляции, особенно если ловушка структурно-стратиграфического типа. В этом случае под поверхность несогласия может выходить продуктивный горизонт палеозойских отложений, в котором скопление углеводородов обязано миграции их внутри него, а консервацию залежи обеспечивает локальная или зональная крышка.



Схематическая карта перспектив нефтегазоносности зоны контакта мезозойских и палеозойских отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты.

1—3—территории: 1—перспективные I категории, 2—перспективные II категории, 3—малоперспективные; 4—6—заледи: 4—нефтяные, 5—газонефтяные, 6—газовые; 7—8—признаки: 7—нефтеносности, 8—газоносности.

Структуры I порядка (цифры на карте): 1—Нижневартовский и 2—Каймысовский своды; 3—Александровский, 4—Среднеvasюганский, 5—Пудинский, 6—Парабельский, 7—Пиль-Караминский, 8—Азкарминский мегавалы; 9—Калгачинский выступ; 10—Лавровский наклонный вал; 11—Колтогорский мегапрогиб; 12—Нюрольская, 13—Усть-Тымская, 14—Бакчарская впадины.

Совместный анализ данных о распространении нефтепроизводящих и изолирующих толщ и латеральной изменчивости вещественного состава и коллекторских свойств пород зоны контакта, а также приуроченных к ним нефтегазопроявлений и промышленных скоплениях углеводородов позволяет дифференцировать территорию Томской области на районы более или менее перспективные для постановки нефтегазопоисковых работ (см. рисунок).

Наибольший интерес при нефтегазопоисковых работах отложения НГГЗК представляют в пределах юго-восточной части Нюрольской впадины, Пудинского и Среднеvasюганского мегавалов, северо-западной части Усть-Тымской впадины, восточного склона Нижневартовского свода и северо-западного окончания Парабельского мегавала. В пределах указанных территорий распространены коллекторы высокого класса, представленные дезинтегрированными и выщелоченными карбонатными породами и их корами выветривания. Изолирующие толщ чехла представлены глинистыми пачками пород мощностью свыше 10 м и глинисто-углисто-алевролитовыми пачками пород мощностью до 140 м с коэффициентом неоднородности до 18%.

Перспективы обнаружения залежей нефти и газа в отложениях НГГЗК можно связывать также с Колтогорским мегапрогибом, западным

и южным склонами Александровского мегавала, большей частью Усть-Тымской и Бакчарской впадин. В пределах названных территорий распространены коллекторы среднего класса, приуроченные к дезинтегрированным и выщелоченным разновидностям терригенных пород, корам выветривания интрузивных пород и породам из зоны дезинтеграции эффузивов основного и кислого состава.

Одновременно с вышеназванной оценкой перспектив НГГЗК юго-востока Западно-Сибирской плиты следует отметить, что успешность подготовки первоочередных объектов зоны контакта под поисковое бурение будет связана с дальнейшим развитием комплексных геофизических работ. Эти работы должны быть направлены на детальное районирование территории по литолого-петрографическому составу формирующих зону контакта образований имея в виду в первую очередь выделение участков с положительно измененными, с точки зрения коллекторских свойств, карбонатными породами, а также на классификацию территории соответственно с типами геологических разрезов зоны контакта. Естественно, что эти работы должны проводиться на фоне дальнейшего повышения точности картирования региональной поверхности доюрского несогласия, которая должна стать не ниже достигнутой для верхней юры.

#### ЛИТЕРАТУРА

- Баженов В. А., Даненберг Е. Е., Тищенко Г. И.* Некоторые вопросы геологического строения доюрской эрозионно-тектонической поверхности и подошвенных образований чехла в связи с их нефтегазоносностью в Томской области.— В кн.: Проблемы геологии и нефтегазоносности доюрских отложений Западно-Сибирской плиты, 1977, с. 71—78.
- Журавлев Е. Г., Лапинская Т. А.* Кора выветривания фундамента и ее влияние на формирование нефтегазоносных горизонтов Западной Сибири. М., 1976. 172 с.
- Сурков В. С., Жеро О. Г.* Палеозойские осадочные бассейны Западной Сибири и перспективы их нефтегазоносности.— В кн.: Проблемы геологии и нефтегазоносности доюрских отложений Западно-Сибирской плиты. Новосибирск, 1977, с. 5—15.
- Трофимук А. А.* Нефть и природный газ Сибири.— Вестн. АН СССР, 1964, № 6, с. 37—44.
- Трофимук А. А., Вышмерский В. С.* Проблема нефтеносности палеозоя Западно-Сибирской низменности.— Геол. нефти и газа, 1975, № 2, с. 1—7.

М. Я. РУДКЕВИЧ

### СТРУКТУРНО-ФОРМАЦИОННОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ ПЛАТФОРМЕННОГО ЧЕХЛА ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ

Западно-Сибирская плита до настоящего времени рассматривается как единая региональная платформенная депрессия (мегасинеклиза). Признается предложенное еще в 1961 г. [Рудкевич, Зорькин, 1961] разделение этой гигантской впадины на две части: Внешний прибортовой пояс моноклиналей, незамкнутых поднятий и депрессий и Внутреннюю тектоническую область, осложненную положительными и отрицательными замкнутыми структурами I порядка [Геология..., 1975].

Между тем нефтегазогеологическое районирование, основанное на совместном анализе литолого-палеогеографических обстановок, геохимических, гидрогеологических критериев и на фактическом материале строения месторождений углеводородов, свидетельствует о существовании более крупных тектонических единиц, чем структуры I порядка. Именно

эти крупнейшие («надпорядковые», по В. Д. Наливкину, 1962), тектонические элементы предопределяют конфигурацию формационных зон в нефтегазоносных комплексах, морфологию и динамику развития структур I—II порядков, стратиграфическое положение основных залежей (базисных горизонтов разведки) в каждой нефтегазоносной области и в конечном счете — границы самих областей в едином нефтегазоносном бассейне.

Первые попытки выделения крупнейших поднятий и депрессий в центральной, наиболее прогнозной части плиты были предприняты И. М. Агульником и Е. И. Бенько (1958). Эти исследователи показали на структурно-тектонической схеме мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской плиты четыре гигантских свода (Сосьвинский, Тазовский, Верх-Тазовский и Усть-Вахский), разделенных четырьмя крупными впадинами, соизмеримыми по площади с синеклизами Русской плиты. Тектоническое районирование в то время осуществлялось главным образом на основе интерпретации данных региональных геофизических (гравимагнитных) исследований.

По мере поступления новой информации — материалов сейсморазведки и бурения — уточнялось строение частных структур: сводов, куполов, валов, впадин и локальных поднятий. В то же время выделение крупнейших структурных элементов, обосновывавшееся рядом исследователей [Боярских и др. 1965; Маркевич, 1966; Рудкевич, 1969; Рудкевич и др., 1976], не получило признания в качестве обязательной процедуры при тектоническом районировании Западно-Сибирской плиты.

Причина такого явления, по-видимому, состоит в том, что оконтуривание крупнейших поднятий и депрессий (антеклиз, синеклиз, желобов) вместе с трассированием региональных разломов, флексур, уступов по морфологическим особенностям внутричехольных границ (отражающие горизонты «Т», «Б» в юрском комплексе, «В», «М», «Г» в меловых отложениях) пока неоднозначно.

Западно-Сибирская плита в целом сохраняет форму мегасинеклизы на всех стратиграфических уровнях; внутри нее нет поднятий, подобных Украинскому кристаллическому массиву, Воронежской антеклизе Русской или Мангышлакскому кряжу Туранской плит.

Тем не менее крупнейшие внутренние поднятия и депрессии, а также соответствующие «надпорядковые» структуры Внешнего пояса в Западно-Сибирской мегасинеклизе объективно существуют. Они были выделены нами [Рудкевич, 1969] по совокупности ряда показателей: рельефу поверхности юрского комплекса, концентрации поднятий I порядка (особенно сводов) почти исключительно в пределах антеклиз, вычисленной плотности поднятий II—III порядков (на антеклизах она вдвое выше, чем в синеклизах), соотношению основных палеогеографических областей с крупнейшими структурами (на антеклизах, сводах и мегавалах развиты более мелководные осадки, чем синхронные пласты и пачки в смежных депрессиях).

В последние годы появились новые геолого-геофизические материалы, позволяющие существенно уточнить границы между крупнейшими тектоническими элементами платформенного чехла и объяснить их природу:

1. Крупнейшие структуры имеют глубинные корни: они получили унаследованное развитие над тектоническими зонами промежуточного структурного этажа (ПСЭ) и фундамента и разграничены долгоживущими разломами, уходящими в нижнюю часть земной коры. Контуров антеклиз, синеклиз, желобов, выделенных по подошве ПСЭ и по нижним горизонтам платформенного чехла, в основном совпадают [Рудкевич, Латыпова, 1979].

2. Каждая «надпорядковая» структура характеризуется своим собственным типом разреза мезозойских отложений; фациальные переходы между осадочными комплексами, охватывающими 1—2 яруса, особенно

резки на границах крупнейших структур, тогда как внутри последних фациальные изменения претерпевают лишь отдельные пачки и пласты, соответствующие части яруса. При этом границы таких изменений узких интервалов разреза обычно контролируются структурами II—III порядков.

## ТЕКТОНИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ ПЛАТФОРМЕННОГО ЧЕХЛА ПО ПОВЕРХНОСТИ СРЕДНЕЙ ЮРЫ С УЧЕТОМ СТРОЕНИЯ ДОЮРСКИХ СТРУКТУРНЫХ ЭТАЖЕЙ

По кровле среднеюрских отложений (а в зонах выклинивания последних — по подошве ортоплатформенного мезозойско-кайнозойского чехла) можно однозначно провести границу Внешнего пояса и Внутренней тектонической области.

«Надпорядковые» структуры, входящие во Внешний пояс и примыкающие к Таймыру, Пайхою, Уралу, Центрально-Казахстанскому массиву, имеют форму либо очень крупных по площади выступов (гемиантеклиз), либо протяженных на сотни километров склонов (моноклиз). По строению домезозойского субстрата они представляют собой погребенные под чехлом части складчатых систем горного обрамления плиты, т. е. каледонских и герцинских антиклинориев, синклинориев и допалеозойских жестких массивов внутри и на краях этих систем.

Срединные и краевые массивы отражаются в платформенном чехле (в расширенных контурах) в форме выступов в плане, являющихся центрами («ядрами») гемиантеклиз. Линейные складчатые структуры в фундаменте гемиантеклиз служат цоколем платформенных моноклиналей, структурных заливов и незамкнутых мегавалов. На погребенных линейных структурах горно-складчатого обрамления возникли платформенные моноклизы (склоны), осложненные незамкнутыми мегавалами и мегапрогибами, простирающие которых согласуется с ориентировкой разломов, разграничивающих антиклинории и синклинории [Куликов, 1971].

Приенисейская моноклиза в мезозойско-кайнозойском чехле образовалась над западными склонами Енисейского кряжа и Туруханского поднятия, перекрытыми платформенными нижнепалеозойскими карбонатными толщами; их мощность (как и мезозойских свит) возрастает в западном направлении (рис. 1).

Во Внутренней тектонической области можно выделить 3 категории крупнейших структурных элементов: глубокие синеклизы и желобы с мощностью мезозойско-кайнозойского чехла до 7—8 км; относительно «мелкие» синеклизы, где мощность ортоплатформенного чехла не превышает 4—5 км, и антеклизы, на вершинах которых выклинивается часть нижне-среднеюрских отложений и общая мощность чехла сокращается до 3—4 км [Рудкевич и др., 1976].

К глубоким синеклизам относятся Усть-Енисейская, Ямало-Гыданская и Надым-Тазовская. В эту категорию крупнейших структур входят также Пурский и Худосейский желобы.

Усть-Енисейская синеклиза в ее сужающейся восточной части наследует Предтаймырский передовой прогиб, выполненный верхнепермско-триасовой тонкой молассой. В продолжение почти всей палеозойской эры пространство, занимаемое мезозойской синеклизой, было частью северного и северо-западного перикратонного погружения Сибирской платформы. Поэтому Усть-Енисейскую синеклизу следует рассматривать как «сквозную» платформенную депрессию, испытывавшую устойчивое опускание в продолжение всего фанерозоя.

Как показали результаты геофизических исследований (профили КМПВ, МОГТ) и бурения, Ямало-Гыданская и Надым-Тазовская синеклизы характеризуются широким развитием мощной (до 2—4 км) карбо-

натной толщи среднего палеозоя, выходящей на поверхность доюрского основания. На склонах валоподобных поднятий и во впадинах палеозойской эрозионно-тектонической поверхности распространены также терригенные и эффузивно-осадочные породы верхней перми — триаса мощностью до 1—2 км, дислоцированные полого и конформно с вышележащими юрско-меловыми толщами.

Среднепалеозойские известняки и карбонатно-глинистые сланцы смяты в сравнительно крупные складки, осложненные разломами. По своей морфологии они сходны с дислокациями Предуральского передового прогиба. Формационный состав осадочных пород среднего палеозоя, степень их метаморфизма и катагенетической превращенности рассеянного органического вещества свидетельствуют о платформенных условиях образования карбонатных толщ [Трофимук, Вышемирский, 1975].

Тектоническую нарушенность, «промежуточную» складчатость палеозойский покров приобрел на герцинском орогенном этапе под воздействием горообразующих процессов на Урале, Пайхое, Таймыре. В конце палеозойской эры — начале триасового периода заложилась платформенные поднятия и депрессии мезозойско-кайнозойского чехла над горстовидными и грабенообразными структурами палеозоя (Медвежий, Уренгойский, Русский, Рассохинский валы и др.).

В каком соотношении с внутренней («доорогенной») тектоникой палеозойского квазиплатформенного комплекса находятся мезозойские структуры II—III порядков, пока судить трудно. Но отмеченное общее соответствие мощностей мезозоя и палеозоя, близость контуров мезозойских впадин и палеозойских прогибов свидетельствуют об унаследованном развитии мезозойских глубоких синеклиз на цоколе среднепалеозойских квазиплатформенных депрессий.

«Мелкие» синеклизы — Мансийская, Среднеиртышская, Чулымская — отличаются от описанных выше крупнейших отрицательных структур главным образом сокращенной мощностью платформенного чехла, прерывистым, более ограниченным распространением ПСЭ и, по-видимому, более высокой дислоцированностью палеозойских толщ под воздействием смежных сооружений горно-складчатого обрамления.

Чулымская синеклиза отчетливо наследует общую структуру орогенного выполнения салаирид [Сурков, 1962]. Впадины Мансийской синеклизы подстилаются опущенными блоками байкальского фундамента, выполненными квазиплатформенными карбонатными толщами среднего палеозоя [Сурков, 1972]. Внутренние поднятия (Красноленинский свод) образовались над выступами допалеозойского фундамента, непосредственно перекрытыми юрскими отложениями.

В границах Среднеиртышской синеклизы, где доюрское основание плиты достигнуто несколькими сотнями скважин, установлено соответствие мезозойских депрессий Нюрольской впадины и Усть-Тымского мегапрогиба среднепалеозойским [Запывалов, 1974]. Такие поднятия, как Межовский купол, наследуют одноименный поднятый блок срединного массива, где на доюрскую поверхность выходят метаморфические сланцы докембрия, прорванные верхнепалеозойскими гранитоидами [Шниц, 1977].

Хантейская и Кеть-Вахская антеклизы, разделенные субмеридиональным Пурским желобом, образуют совместно огромное поднятие в центре плиты. Ширина каждой антеклизы 250—300 км, длина 1000 км; ширина Пурского желоба 50—100 км.

Антеклизы осложнены изометричными и слабо вытянутыми в меридиональном направлении сводами и впадинами. Только на границе с Пурским желобом появляются линейные структуры — валы и прогибы. Пурский желоб осложнен узкими линейными платформенными дислокациями.

Профили КМПВ, проведенные через антеклизы, показывают ограниченное развитие в их пределах ПСЭ: среднепалеозойские известняки



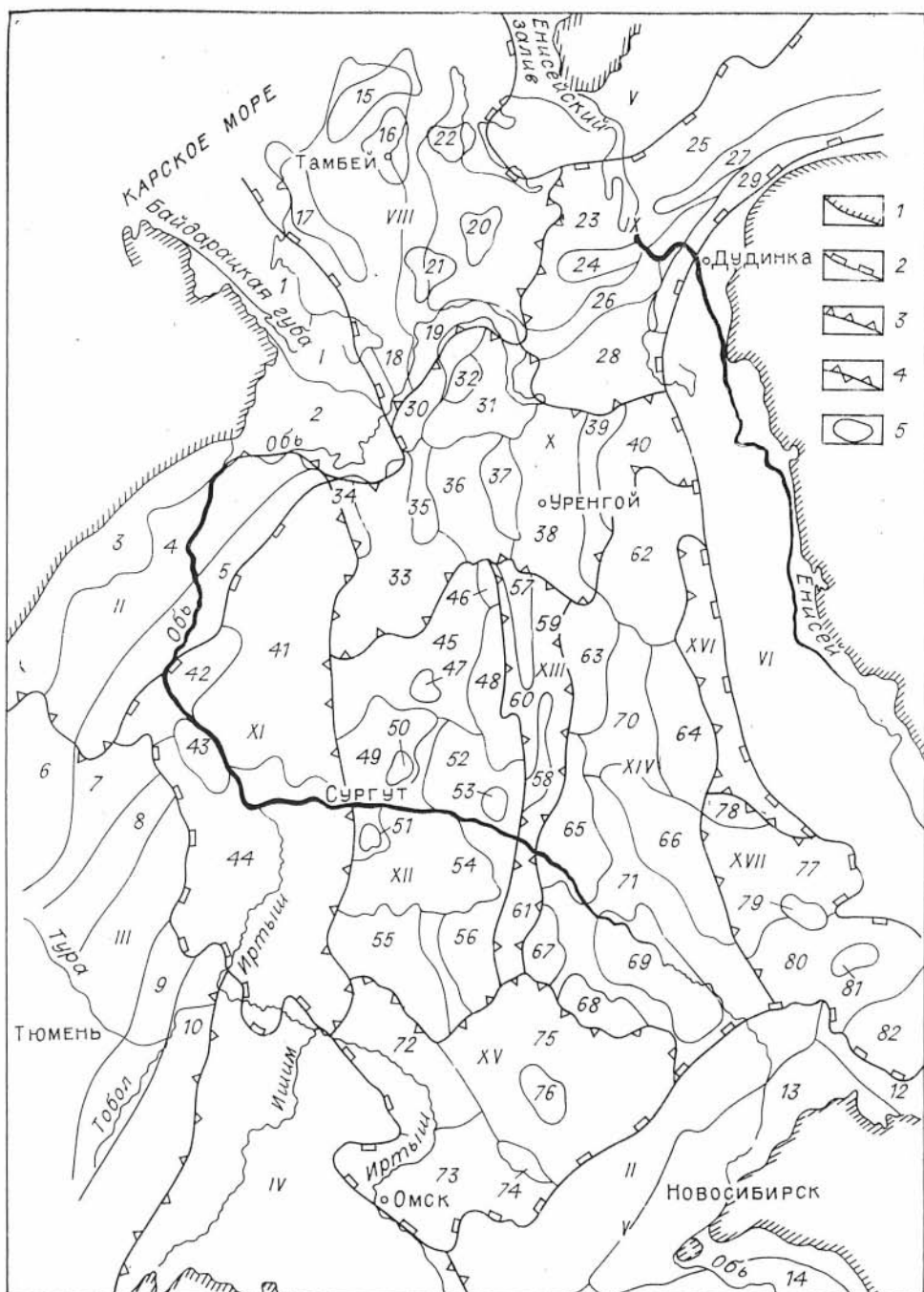


Рис. 1. Тектоническая схема платформенного чехла Западно-Сибирской плиты (по кровле среднеюрских отложений).

1 — современные границы плиты; 2 — границы Внешнего пояса и Внутренней тектонической области; 3 — границы крупнейших структур разных знаков; 4 — то же, одного знака; 5 — контуры основных структур I порядка и некоторых поднятий II порядка.

Перечень крупнейших структур (римские цифры) и структур I—II порядков (арабские цифры). Внешний пояс. I — Припайхойская гемиантекклиза: 1 — Южно-Ямальская моноклинал, 2 — Шучинский выступ. II — Приуральская моноклиза: 3 — Ляпский мегапрогиб, 4 — Северо-Сосьвинский мост, 5 — Березовская моноклинал, III — Среднеуральская гемиантекклиза: 6 — Пельымский выступ, 7 — Верхнекондинский крупный структурный залив, 8 — Шаимский незамкнутый мегавал, 9 — Тюменский крупный структурный залив, 10 — Тобольский незамкнутый мегавал. IV — Вагай-Ишимская гемиантекклиза. V — Алтае-Кольванская гемиантекклиза: 11 — Барабинско-Пихтовская моноклинал, 12 — Приаргинская моноклинал, 13 — Томско-Каменский выступ, 14 — Кулундинская впадина. VI — Приенисейская моноклиза, VII — Притаймырская гемиантекклиза.

выполняют днища отдельных депрессий; они выклиниваются и срезаются позднепалеозойской и триасовой эрозией на вершинах сводовых поднятий.

Очевидно в фундаменте антеклиз доминируют поднятые жесткие массивы (блоки) байкальской и, возможно, карельской консолидаций. Определенную роль в субстрате антеклиз (особенно на их южных участках, близких к горно-складчатому обрамлению) играют погребенные кряжи герцинид (Колпашевская, Салымская зоны).

Амплитуда крупнейших поднятий по отношению к днищам смежных синеклиз и желобов составляет 1—2 км по подошве платформенного чехла и достигает 5—7 км по поверхности докембрийского метаморфического и кристаллического фундамента.

#### ОБОСНОВАНИЕ ГРАНИЦ МЕЖДУ КРУПНЕЙШИМИ СТРУКТУРАМИ ПО СООТНОШЕНИЮ ПЛАТФОРМЕННЫХ ФОРМАЦИЙ

Определяя термин «формация» как комплекс фаций, В. Е. Хаин (1973) подчеркивает, что важнейшие признаки формации (мощность, площадь распространения, характер переслаивания пород) зависят прежде всего от тектонического режима.

Формирование структур всех порядков внутри Западно-Сибирской мегасинеклизы происходило в процессе неравномерного дифференцированного опускания. При этом наиболее значительный рост платформенных поднятий имел место в эпохи региональных и зональных регрессий, усиления восходящих движений в областях горного обрамления и ускоренного компенсированного погружения внутрилитных депрессий.

Активный рост структур в отдельных зонах сопровождается перерывами в осадконакоплении. В мезозойскую эру главные фазы структуроформирующих движений связаны с этими перерывами, относящимися к раннелавинскому, раннеберриасскому времени, к рубежам внутри поздневаллажинского времени, между барремским и аптским веками, к датскому веку [Рудкевич, 1974; Рудкевич и др., 1976].

Кроме того, по косвенным данным — прослеживанию в Надым-Тазовском междуречье пачек тонкоотмученных коллоидальных глин, окрашенных окислами железа [Бородкин и др., 1978], можно предположить существование зональных перерывов в нижнем готериве и на границе готеривского и барремского ярусов. Малиново-бурые («шоколадные») тонкоотмученные глины можно рассматривать в качестве продуктов разрушения, переноса и осаднения на дне трансгрессирующего моря кор выветривания. Последние образуются на поверхности, выведенной из-

---

**Внутренняя тектоническая область. VIII — Ямало-Гыданская синеклиза:** 15 — Северо-Ямальский мегавал, 16 — Среднеямальский свод, 17 — Нурминский мегавал, 18 — Новополюский вал, 19 — Северо-Тазовский мегавал; купола: 20 — Гыданский, 21 — Геофизический, 22 — Зеленомыский. IX — Усть-Енисейская синеклиза: 23 — впадина Енисейского залива, 24 — Танамский вал, 25 — Агапский мегапрогиб; мегавалы: 26 — Рассохинский, 27 — Малохетско-Среднемесояхский, 28 — Большехетская впадина, 29 — Пясино-Жданхинский мегапрогиб. X — Надым-Тазовская синеклиза: 30 — Парусовый мегапрогиб, 31 — Хадуттейская впадина, 32 — Ямбургский купол, 33 — Надымская впадина, 34 — Ярудейский вал, 35 — Медвежий мегавал, 36 — Танловская впадина, 37 — Уренгойский мегавал, 38 — Нижнепурская впадина, 39 — Русский мегавал, 40 — Среднетазовская впадина. XI — Мансийская синеклиза: 41 — Обь-Полуйская впадина, 42 — Шеркалинский мегапрогиб, 43 — Красноленинский свод, 44 — Ханты-Мансийская впадина, XII — Хантейская антеклиза, 45 — Северо-Сургутский выступ, 46 — Пурпейский вал, 47 — Холмогорский купол, 48 — Едьяхинский мегапрогиб, 49 — Сургутский свод, 50 — Федоровский купол, 51 — Южно Балыкский купол, 52 — Нижневартовский свод, 53 — Самотлорский купол, 54 — Юганская впадина, 55 — Верхнедемьянский свод, 56 — Каймысовый свод. XIII — Пурский желоб. Мегавалы: 57 — АйвасеДопурский, 58 — Айтүльский; мегапрогибы: 59 — Среднепурский, 60 — Тыдюттинский, 61 — Колтогорский. XIV — Кеть-Вахская антеклиза, 62 — Красноселькупский выступ; своды: 63 — Верхнетазовский, 64 — Ажарминский, 65 — Александровский, 66 — Пыль-Караминский, 67 — Средневасюганский, 68 — Пудинский, 69 — Парабельский; мегапрогибы: 70 — Ларьянский, 71 — Усть-Тымский. XV — Среднепртышская синеклиза: 72 — Тарская расчлененная седловина, 73 — Омская впадина, 74 — Тебиско-Воробьевский вал, 75 — Нюрольская впадина, 76 — Межовский купол, XVI — Худосейский желоб. XVII — Чулымская синеклиза: 77 — Восточно-Пайдугинская впадина, 78 — Тымский вал, 79 — Везеходный купол, 80 — Киселевская впадина, 81 — Чачанский купол, 82 — Тегульдская впадина.

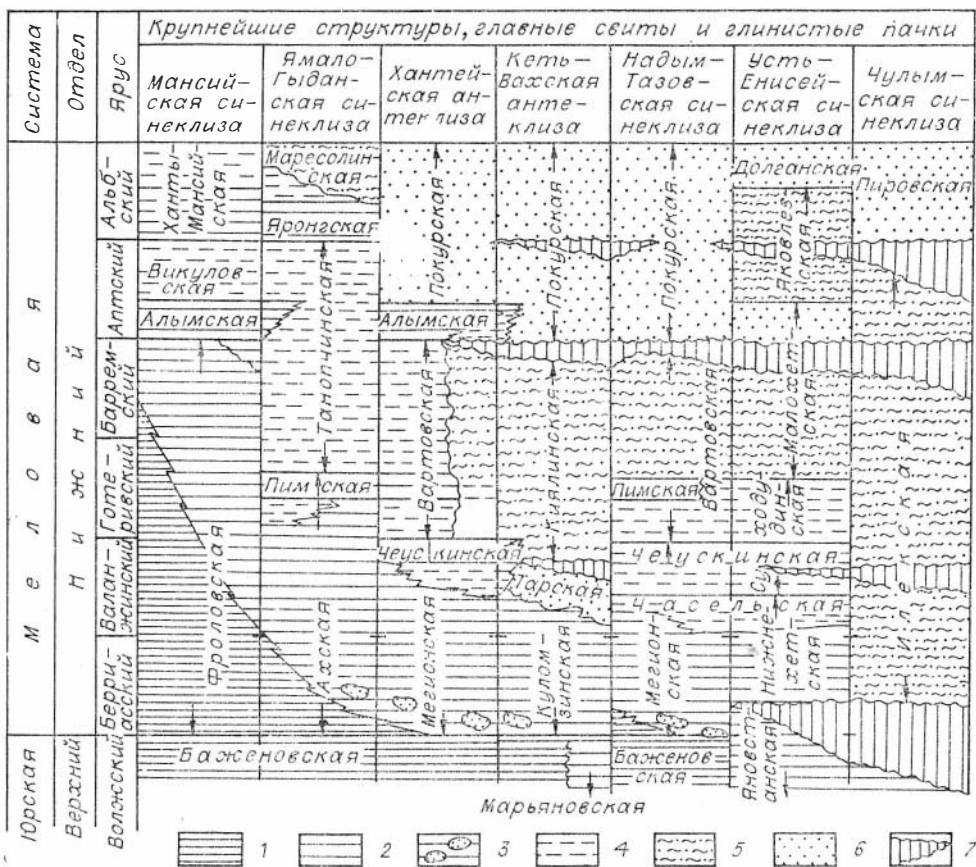


Рис. 2. Схема сопоставления типовых разрезов некоторых крупнейших тектонических элементов Западно-Сибирской плиты.

Главные типы платформенных формаций нижнемеловых отложений: 1 — глины темно-серых, тонкоотмученных (глубокая часть шельфа, зоны некомпенсированного прогибания); 2 — глины серых алевритистых (мелкая часть шельфа, зоны компенсированного прогибания), 3 — алеврито-песчаных линзовидных пластов и пачек, заключенных в глинах второй формации (образование подводных размывов и морских течений); 4 — ритмично переслаивающихся песков и глин (мелководно-прибрежная часть шельфа, соизопность фаций пляжа, отмелей, баров, аванцельты); 5 — серо- и пестроцветные глины, алевритов и песков; пласты и пачки отличаются неустойчивостью по простиранию (згауны, прибрежные аккумулятивные равнины); 6 — песков светло-серых, полиминтовых с линзами алевритов и алевритовых глин (прибрежно-аллювиальные аккумулятивные равнины); 7 — перерывы в осадконакоплении (денудационные равнины).

под уровня седиментационного бассейна, т. е. фиксируют перерыв в осадконакоплении.

Так как на реннемеловую эпоху приходится большинство перечисленных фаз структурообразования, то в пространственном распределении нижнемеловых формаций должны наиболее рельефно выступать контуры крупнейших тектонических элементов всего платформенного чехла и трансироваться естественные границы нефтегазоносных областей.

В разрезе нижнего мела выделяются следующие платформенные формации (рис. 2).

1. Глины темно-серые, тонкоотмученные, отложившиеся в глубокой части шельфа в обстановке не полностью компенсированного прогибания (низы мегийонской, ахской свит, большая часть фроловской свиты).

2. Преимущественно глинистые сероцветные породы. Глины (аргиллиты) алевритистые, слоистые, массивной и полосчатой текстуры. Накапливались в мелкой части шельфа в обстановке компенсированного погружения (нижнехетская, куломзинская, ахская, алымская, яронгская свиты, нижняя часть мегийонской и верхи фроловской свит и др.).

3. Алеврито-песчаные и песчано-глинистые линзовидные пачки внутри глин второй формации. Образованы в мелкой части шельфа как результат подводных размывов и переноса морскими течениями обломочного материала со стороны раннеберриасской суши (ачимовская толща).

4. Пески, глины и алевриты ритмично переслаивающиеся. Отдельные пласты и пачки очень хорошо выдержаны по простиранию и сравнительно хорошо прослеживаются вкrest ориентировки береговой линии на десятки километров. Это образования мелководно-прибрежной зоны: совокупность фаций пляжей, отмелей, баров, аванделыты (верхнемегнонская, нижневартовская подсвиты, нижняя часть суходудинской свиты, танопчинская свита и др.).

5. Алевриты, пески, глины сероцветные в гумидной и пестроцветные в аридной климатических областях. Пласты и пачки разных пород линзовидны, не выдержаны по простиранию, а вкrest простирания переходят друг в друга на коротком расстоянии. Принадлежат формации лагун и аккумулятивных прибрежных равнин (верхневартовская подсвита, малохетская, яковлевская, маресалинская свиты в гумидной области; княгининская, плекская свиты в зонах аридного климата).

6. Пески полимиктовые с линзами обогащенных каолинитом глин и алевритов. Мощные толщи (сотни метров) таких песков характеризуют обстановку аллювиальных равнин — фации наземной части дельты, русел рек, озерных водоемов (покурская, долганская свиты).

В раннемеловую эпоху происходило интенсивное прогибание и заполнение обломочным материалом обширного, относительно глубоководного, выровненного морского бассейна, существовавшего в кимеридж — волюжское время. При этом область глубокой части шельфа, где в конце юрского периода прогибание было некомпенсированным, последовательно сокращалась, а береговая линия постепенно смещалась с востока на запад и с юга на север. Однако общая регрессия моря протекала неравномерно, сопровождаемая менее широкими «зональными» трансгрессиями на ограниченных отрезках позднеберриас-ранневаланжинского, поздневаланжинского, раннеготеривского, раннеаптского, ранне-среднеальбского времени. Это обусловило определенную ритмичность разреза нижнемеловых отложений. Трансгрессивные части крупных ритмов характеризуются однотипными формациями, занимающими площадь двух—трех крупнейших структур. Свиты и пачки регрессивных частей ритмов распространены в контурах только одного, реже двух «надпорядковых» тектонических элементов плиты (см. рис. 2).

Так, например, трансгрессивная чеускинская пачка (граничные слои валанжинского и готеривского ярусов) мощностью всего лишь 30—40 м прослеживается на огромном пространстве Надым-Тазовской, Усть-Енисейской синеклиз, Хантейской антеклизы; аналогичная по строению трансгрессивная пимская пачка (готерив) охватывает Ямало-Гыданскую, Надым-Тазовскую синеклизы и значительную часть Хантейской антеклизы.

Регрессивные пачки (там, где их удается выделить достаточно обоснованно) отличаются большей фацальной изменчивостью, но их формационный облик сохраняется на значительной площади, охватывающей деликом или частично крупнейшую структуру.

По резкой латеральной смене формаций отчетливо трансгрессируются границы между смежными крупнейшими структурами. Установлено, что на границе Хантейской антеклизы и Мансийской синеклизы происходит переход песчано-глинистых (регрессивных) пачек верхнего валанжина (ниже чеускинской пачки), готерива (ниже пимской пачки), баррема (под алымской свитой) в чисто глинистые породы, объединяемые совместно с трансгрессивными пачками во фроловскую свиту.

На границе Надым-Тазовской и Ямало-Гыданской синеклиз происходит столь же резкая смена песчано-алеврито-глинистой толщи, характеризующей формацию лагуны и прибрежной равнины (верхневартовская

подсвета), и существенно песчаной толщи, накопившейся в пределах аллювиальной равнины (покурская свита), серией ритмично чередующихся песков и глин мелководно- и прибрежно-морского генезиса (танопчинская, яронгская и маресалинская свиты). Сразу же за границей отмеченной смены формаций появляются многопластовые газоконденсатные месторождения Ямала и Гыданского полуострова.

В очень узкой зоне, дугообразно выпуклой к западу и северу от границы между Надым-Газовской синеклизой, с одной стороны, и Мансийской и Ямало-Гыданской синеклизами — с другой, происходит почти полная глинизация всех песчаных пластов верхнего валанжина — нижнего готерива (переход верхнемегионской и нижневартовской подсветит в ахскую и фроловскую свиты). Такая глинизация привела к образованию гигантского литологического барьера на пути миграции флюидов, отжимаемых из центра Надым-Газовской синеклизы к ее западному и северному бортам, что предопределило формирование многопластовых месторождений углеводородов к востоку и югу от упомянутого барьера (Ямбургское, Оликуминское, Песцовое, Уренгойское месторождения).

Резко различаются разрезы нижнего мела Хантейской и Кеть-Вахской антеклиз, причем смена формаций происходит вкрест простирания глубинных разломов, определяющих восточную границу Пурского желоба.

Таким образом, анализ ритмичности, межрайонная корреляция разрезов, построение геолого-формационных профилей — важный метод обоснования границ между крупнейшими структурами плиты.

Сопоставление разрезов скважин — исключительно трудоемкая и сложная процедура; достижение однозначных результатов невозможно без получения достаточно полной информации по керну, тщательных био-стратиграфических и литолого-петрографических исследований в сочетании с анализом материалов сейсморазведки (особенно методом ОГТ). В этой связи особое значение приобретает выявление и трассирование зональных стратиграфических несогласий.

Прослеживание перерывов позволяет обоснованно расчленять единый мезозойско-кайнозойский тектонический этаж на структурные ярусы. На раннемеловом этапе развития плиты такие перерывы достоверно установлены в разных частях бассейна, главным образом на крупных поднятиях, осложняющих антеклизы и борта синеклиз (Малохетский, Русский мегавалы, Новопортовский вал, Александровский, Пудинский, Нижневартовский своды и др.). Как правило, стратиграфические несогласия фиксируются в основании трансгрессивных глинистых свит и пачек (см. рис. 2).

Трассирование зон, в пределах которых выделяются перерывы, вместе с анализом латеральных изменений формаций служит инструментом для обоснования границ между крупнейшими тектоническими элементами платформенного чехла. Оно имеет также важное практическое значение для поисков зон нефтегазоаккумуляции, связанных со стратиграфическими несогласиями.

## ЛИТЕРАТУРА

- Агульник И. М., Бенько Е. И. Структуры I и II порядков мезокайнозойских отложений. — В кн.: Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности. Л.: Гостоптехиздат, 1958, с. 116—133.
- Бородкин В. Н., Кулажметов Н. Х., Нежданов А. А., Кислушкин В. Н. Выделение маркирующего горизонта в нижнемеловых отложениях северной и центральной частей Западной Сибири. — В кн.: Условия формирования ловушек нефти и газа неантиклинального типа в мезозойских отложениях Западной Сибири. Тюмень, 1978, с. 47—55.
- Боярский Г. К. и др. Тектоническая схема платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. — В кн.: Геологическое строение и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности. М.: Недра, 1965, с. 71—91.

- Геология нефти и газа Западной Сибири*/А. Э. Конторович и др. М.: Недра, 1975. 680 с.
- Запивалов Н. П.* Особенности глубинного геологического строения юга Западно-Сибирской плиты и нефтегазоносность юрских и палеозойских отложений.— В кн.: Геология и нефтегазоносность Сибири. Новосибирск, 1974, с. 69—78.
- Куликов П. К.* Происхождение Западно-Сибирской плиты.— В кн.: Проблема происхождения структур Западно-Сибирской плиты. Тюмень, 1971, с. 5—148.
- Маркевич В. П.* История геологического развития и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности. М.: Наука, 1966. 247 с.
- Паливкин В. Д.* О морфологической классификации платформенных структур.— Геол. нефти и газа, 1962, № 8, с. 24—28.
- Рудневич М. Я.* Тектоника Западно-Сибирской плиты и ее районирование по перспективам нефтегазоносности. М.: Недра, 1969. 280 с.
- Рудневич М. Я.* Палеотектонические критерии нефтегазоносности. М.: Недра, 1974. 184 с.
- Рудневич М. Я., Глухоедов Ю. М., Максимов Е. М.* Тектоническое развитие и нефтегеологическое районирование Западно-Сибирской провинции. Свердловск: Средне-Уральское кн. изд-во, 1976. 172 с.
- Рудневич М. Я., Зорькин Л. М.* Перспективы нефтегазоносности приуральной части Западно-Сибирской низменности.— Сов. геология, 1961, № 2, с. 6—22.
- Рудневич М. Я., Латылова З. А.* Доюрские формации и структурные этажи Западно-Сибирской плиты.— В кн.: Главные тектонические комплексы Сибири. Новосибирск: Наука, 1979, с. 67—80.
- Сурков В. С.* Тектоника юго-восточной части Западно-Сибирской низменности по геофизическим данным.— В кн.: Тектоника Сибири. Ч. 1. Новосибирск, 1962.
- Сурков В. С.* К вопросу обоснования внутреннего строения и возраста фундамента Западно-Сибирской плиты.— В кн.: Строение фундамента молодых платформ. М.: Наука, 1972, с. 47—60.
- Трофимук А. А., Вышемирский В. С.* Проблема нефтегазоносности палеозоя Западно-Сибирской низменности.— Геол. нефти и газа, 1975, № 2, с. 1—7.
- Хайн В. Е.* Общая геотектоника. М.: Недра, 1973. 512 с.
- Шипиц О. А.* О докембрийских породах фундамента южной части Западно-Сибирской плиты.— Докл. АН СССР, 1977, т. 234, № 1, с. 156—159.

В. В. ИВАНОВ

## НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ АЗИИ

На обширных пространствах Северо-Восточной Азии расположено несколько осадочных бассейнов, которые рассматриваются как возможно нефтегазоносные [Иванов, 1971; Трофимук и др., 1973]. Здесь выполнен комплекс региональных геофизических и тематических работ, пробурены первые десятки скважин. Можно полагать, что в настоящее время заканчивается этап рекогносцировочных исследований, направленных на сравнительную оценку нефтегазоносности бассейнов и установление наиболее перспективных площадей. Строгое научное решение этих задач помимо всестороннего анализа полученных геологических материалов требует уточнения некоторых методических приемов нефтегеологического районирования (НГР).

Процедура НГР может рассматриваться как система последовательных операций разделения объекта, набор и задачи которых постепенно усложняются по мере развития геологических изысканий [Конторович, Фотиади, 1976; Иванов, 1978]. Каждый из этапов исследования характеризуется определенным объемом и качеством имеющейся информации, обуславливающей возможность выделения того или иного числа элементов НГР и точность трассировки их границ. При этом удобно различать две иерархические системы элементов вертикального и площадного деления. Обособление первых в разрезе стратисферы основывается на меньшем числе признаков и предвзвешивает операции по ограничению вторых.

Следовательно, на этапе региональных работ более или менее однозначно может выделяться лишь ограниченное количество элементов. На

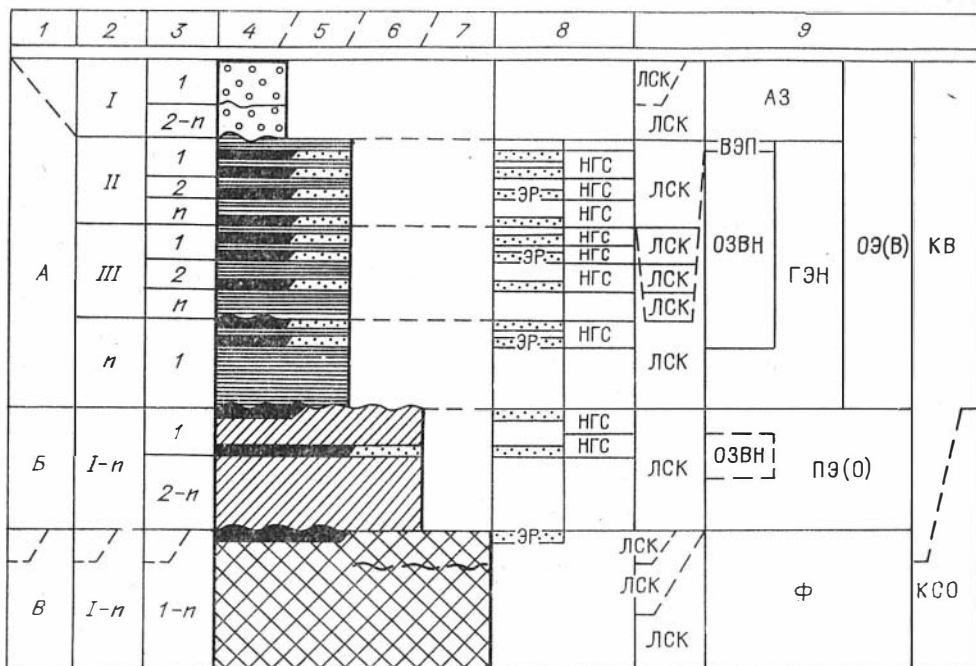


Рис. 1. Схема элементов вертикального структурно-тектонического (1—3) и нефтегеологического (4—9) разделения осадочного бассейна. Составлена с использованием некоторых понятий и терминов, введенных Н. В. Высоцким (1965), В. Б. Оленным (1977), А. А. Трофимуком, Ю. Н. Карогиным (1976) и В. Е. Ханым (1970).

1 — структурные мегакомплексы (суперциклы); 2 — структурные этажи (ярусы, мегациклы); 3 — структурные подэтажи (подъярусы, макромезоциклы); 4—7 — примерные интервалы шкалы литогенеза (по Н. Б. Вассовичу): 4 — диогенез — ПК., 5 — ПК., 6 — МК., 7 — АК — метогенез; 8 — элементы, обособляемые на этапе разведочных работ; ЭР — элементарный резервуар, НГС — нефтегазоносная свита (макрорезервуар); 9 — элементы, обособляемые на этапе региональных работ и уточняемые в процессе поисковых и разведочных работ; ЛСК — литологостратиграфические комплексы (могут соответствовать мегарезервуарам). АЗ — аконсервационная зона, ВЭП — верхняя эффективная покрывка, ОЗВН — оптимальная зона возможной нефтегазоносности, ГЭН — главный этаж нефтегазоносности, ОЭ(В) — основной этаж («выполняющий»), ПЭ(0) — погребенный этаж («обрамляющий»), Ф — фундамент, ВК — комплекс выполнения, КСО — комплекс складчатого основания.

схеме вертикального разделения осадочного бассейна (рис. 1), которая, вероятно, не требует комментариев, они занимают положение в графе 9. Соответственно в системе элементов площадного разграничения территорий и акваторий, т. е. в системе НГР, возможно обособление осадочных бассейнов (основных элементов НГР), перспективных, малоперспективных и неперспективных площадей, ареалов зон и зон возможного нефтегазоаккумуляции, а также в некоторых случаях локальных структурных форм, с которыми могут быть связаны месторождения.

При соблюдении некоторых правил [Иванов, 1978] проведение границ осадочных бассейнов в большинстве случаев не вызывает особых затруднений. Определение же сущности перспективных площадей и приемов их ограничения на этапе региональных оценок обуславливает необходимость введения новых соподчиненных понятий об оптимальных зонах и площадях возможной нефтегазоносности (ОЗВН и ОПВН). ОЗВН<sup>1</sup> — это участки разреза комплекса осадочного выполнения бассейна, которые расположены под верхней эффективной покрывкой и характеризуются наиболее благоприятным сочетанием (чередованием) высококачественных коллекторов, нефтепроизводящих пород и флюидоупоров. ОПВН, отображающие проекции на поверхность трехмерных объектов, должны удовлетворять еще двум дополнительным требованиям — распо-

<sup>1</sup> Их не следует путать с оптимальными зонами нефтегазообразования [Геодекан и др., 1972] и зонами оптимального нефтегазоаккумуляции [Марковский, 1977].



лагаться вне зон активного водообмена и содержать ловушки для углеводородов. Поскольку выделение данных элементов носит вероятностный характер, рационально показывать области недоверности в их распространении (рис. 2, 3). Необходимо также подчеркнуть, что вводимые понятия и термины являются стадийными по отношению к процессу изучения региона. При установлении промышленной нефтегазоносности ОЗВН переходят в разряд нефтегазоносных свит или любых их сочетаний (этажей, комплексов), а ОПВН — в перспективные площади того или иного качества в зависимости от плотности запасов. Перейдем теперь к конкретному материалу.

В краевых наземных частях Лаптевско-Янского и Новосибирского бассейнов ОПВН, по-видимому, ограничиваются лишь несколькими изолированными грабенами и прогибами (Омолойским, Тастасским и др.), в пределах которых мощность осадочного выполнения достигает 1,5—2,5 км. Перспективными на газ здесь могут оказаться верхнемеловые и палеогеновые угленосные толщи, при условии, что в них достаточно широко развиты глинистые породы.

Наземная часть Чаунского бассейна, судя по данным буровых работ, не вызывает интереса в нефтегазоносном отношении. Мощность кайнозойского осадочного комплекса, представленного в основном слабоуплотненными псаммитами, не превышает здесь 700 м. Проблематичны и перспективы Северо-Колымского бассейна, само выделение которого достаточно условно [Трофимук и др., 1973].

Один из наиболее перспективных Индигиро-Зырянский бассейн имеет сложное многоярусное строение. В пределах верхнего основного этажа выполнения ОЗВН связываются с отложениями сияльпской и буоркемюсской свит апт-альбского возраста. Менее уверенно они выделяются в ожогиной свите и бастакской свитах, свойства гранулярных коллекторов которых не всегда удовлетворительны. Наибольший интерес в нижнем этаже выполнения вызывают девонские и каменноугольные терригенно-карбонатные породы, развитые в юго-восточной части бассейна. Они часто характеризуются высоким нефтематеринским потенциалом и признаками нефти и газа на поверхности. Здесь следует ожидать наличие коллекторов порово-трещинного и кавернозного типов. Особенности тектонического строения прогиба позволяют говорить о значительных размерах ОПВН.

В Момском бассейне ОЗВН могут быть установлены лишь в отложениях нижнего мела, мощность которых достигает 3—4 км. Предположительно перспективные площади занимают соответственно центральные районы бассейна, но они невелики по размерам.

Перспективы газоносности Уляганской впадины связываются в основном с угленосными породами мастакской свиты альбского возраста. Окончательная оценка бассейна зависит от выяснения гидрогеологической обстановки в его внутренних зонах.

В пределах Ямско-Тауйской системы впадин наиболее благоприятными параметрами в отношении нефтегазообразования и нефтегазонакопления отличаются эоцен-среднемиоценовые песчано-глинистые отложения. Они, однако, распространены только внутри зон максимального прогибания. Небольшие размеры и изолированное расположение очагов нефтегазообразования не позволяют с уверенностью судить о возможностях промышленной нефтегазоносности наземных частей бассейна.

В Пенжинском прогибе зоны оптимального соотношения коллекторов и покрышек обособляются в пределах апт-нижнесенонских и отчасти эоценовых отложений. Геохимические данные, полученные по районам обрамления, свидетельствуют о невысоком нефтематеринском потенциале пород мелового и палеогенового возраста. ОПВН предположительно занимают наиболее погруженные центральные районы бассейна, где, возможно, несколько изменяется фациальный облик разреза.



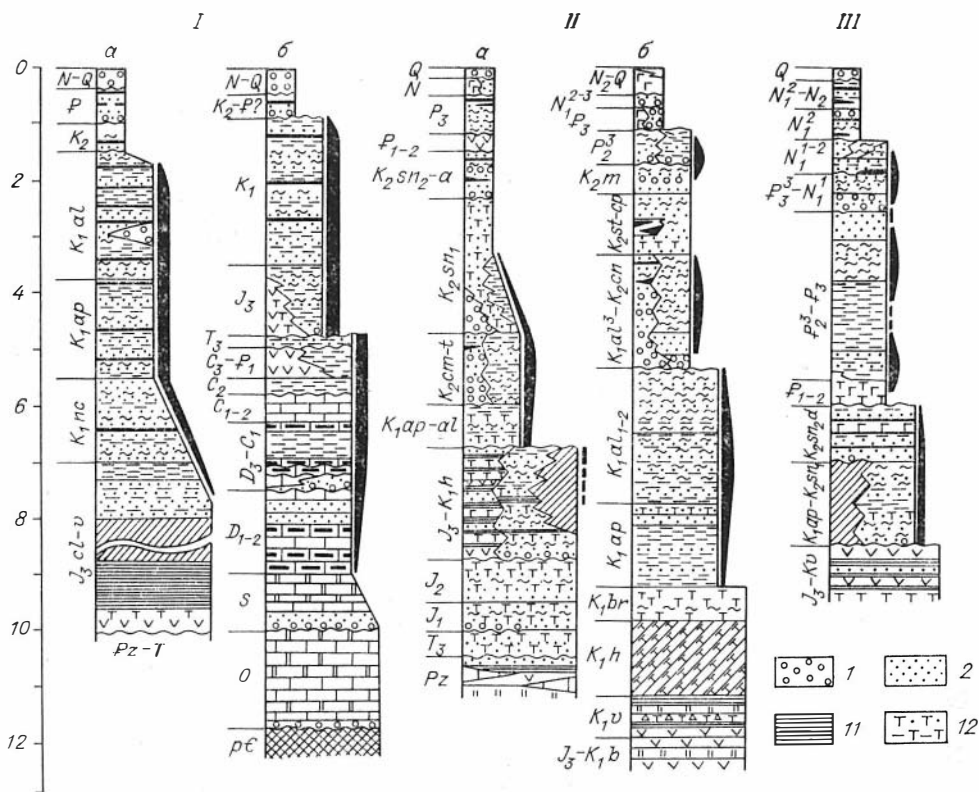


Рис. 2. Обобщенные разрезы осадочных бассейнов Северо-Восточной Сибири: I — Индигиро-Зырянский (а — центральная часть, б — юго-восточная часть), II — Ямско-Тауйский, V — Пусторецкий, VI — Хатырский, VII — Цен 1—18 — типы пород: 1 — галечники, конгломераты, гравелиты; 2 — пески, песчаники; 3 — алевро битуминозные; 4 — доломиты; 5 — кремнистые аргиллиты, опоки, диатомиты; 6 — илмы, флинт туфобрекчии; 7 — эффузивы; 8 — лавобрекчии; 9 — тонкое ритмичное переслаивание пород подразделений; 10 — аконсервационная зона; 11 — главный этаж; 12 — погребенный этаж; 13 — нефтегазоносности (ширина полосы отображает качественную

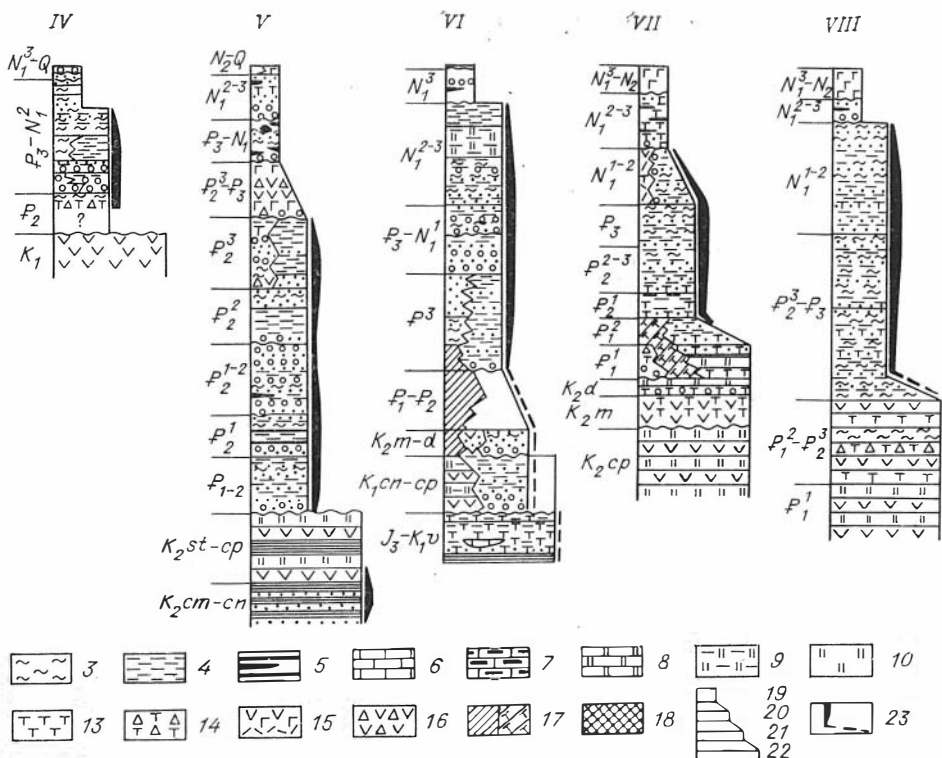
Судя по результатам буровых работ, в центральной части Анадырской впадины пока не обнаружены ОЗВН [Агапитов, Иванов, 1977]. Среди неогеновых отложений нет эффективных и выдержанных флюидоупоров, а в палеогеновом разрезе — качественных гранулярных коллекторов. ОПВН условно выделяются в настоящее время лишь в краевых западных и южных частях впадины, а также в пределах ее акваториального продолжения.

В Хатырском бассейне ОЗВН установлены в миоценовом разрезе и наиболее распространены в восточной, по-видимому, морской части впадины. Не следует исключать также вероятность нефтегазоносности палеогеновых, верхне- и нижнемеловых пород, которые характеризуются яркими проявлениями углеводородов.

В Пусторецком бассейне диапазон возможной нефтегазоносности охватывает мощный разрез палеогена (см. рис. 2). При условии широкого площадного распространения ОЗВН перспективы центральных районов

Рис. 3. Нефтегеологическое районирование Северо-Восточной Азии.

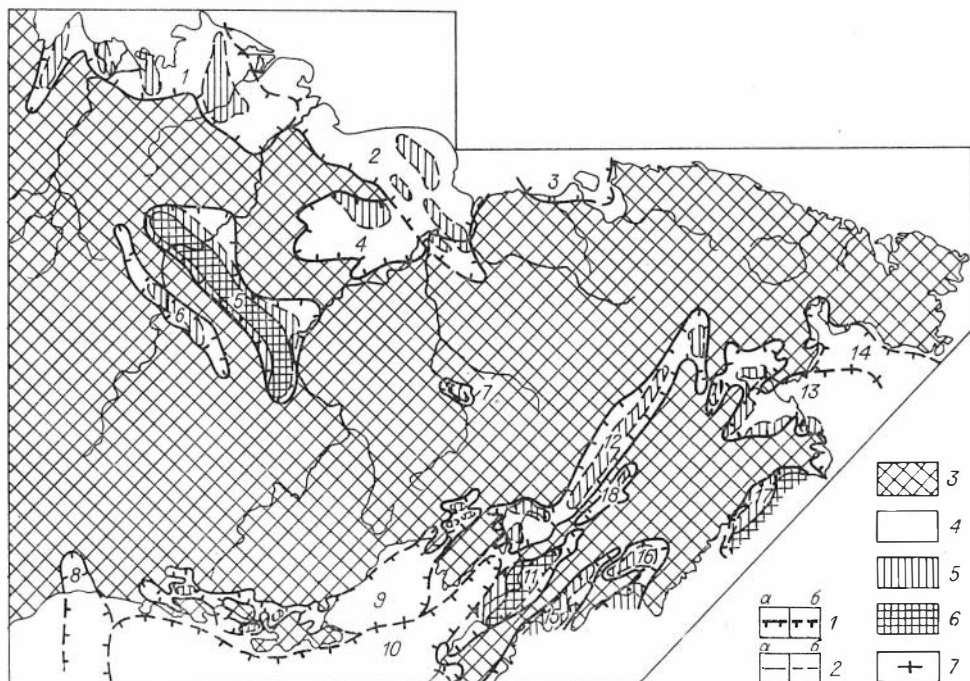
1—3 — границы: 1 — осадочных бассейнов (уверенные (а) и предполагаемые (б)), 2 — оптимальных площадей возможной нефтегазоносности (менее (а) и более вероятные (б)); 4—7 — площади: 4 — неперспективные за пределами бассейнов (внебассейновые пространства), 5 — неперспективные внутри бассейна, 6 — предположительно перспективные или малоперспективные (области неопределенности в распространении ОПВН), 7 — перспективные. Бассейны: 1 — Лаптевско-Янский, 2 — Новосибирский, 3 — Чаунский, 4 — Северо-Колымский, 5 — Индигиро-Зырянский, 6 — Момский, 7 — Уляганский, 8 — Кашеварова, 9 — Ямско-Тауйский, 10 — Западно-Камчатский, 11 — Пусторецкий, 12 — Пенжинский, 13 — Анадырский, 14 — Крестовский, 15 — Центрально-Камчатский, 16 — Олоторский, 17 — Хатырский, 18 — Парапольский.



Азии с элементами вертикального нефтегеологического разделения.

Пенжинский (а — северо-восточная часть, б — юго-западная часть), III — Анадырский, IV — трально-Камчатский (северная часть), VIII — Олюторский.

5 — угли; 6 — известняки, мергели; 7 — известняки органогенные; 11 — глинистые сланцы, филлиты; 12 — туфопесчаники и туфоаргиллиты; 13 — туфы; 14 — (флиш терригенный и туфогенный); 18 — кристаллические сланцы; 19—23 — нефтегеологические фундамент (наклонные линии изображают переходные зоны); 23 — оптимальные зоны возможной распространения, штрихи — вероятность распространения.



бассейна и смежной акватории представляются весьма обнадеживающими.

ОЗВН в северной части Центрально-Камчатского и Олюторском бассейнах связываются с эоцен-олигоценовыми и главным образом с нижне-среднемиоценовыми отложениями. Последние распространены в центральных частях прогибов, которые и выделяются в качестве ОПВН.

При сравнительном анализе осадочных бассейнов Северо-Восточной Азии отмечается следующая закономерность, характерная, видимо, для всего Тихоокеанского подвижного пояса. В соответствии с омоложением складчатых зон в сторону Тихого океана происходит направленное, но неравномерное сокращение стратиграфического диапазона осадочного выполнения бассейнов за счет древних толщ и омоложение участков разреза, наиболее благоприятных в нефтегазоносном отношении.

Современные данные о качестве ОЗВН и размерах ОПВН позволяют выделить наиболее перспективные объекты. К ним относятся: Индигиро-Зырянский, Хатырский, Пусторецкий, Центрально-Камчатский, а также крупный Западно-Камчатский бассейны. Следует полагать, что именно здесь возможно создание новых баз нефтегазодобычи на северо-востоке нашей страны.

#### ЛИТЕРАТУРА

- Агапитов Д. И., Иванов В. В. Условия генерации и аккумуляции углеводородов в Анадырском бассейне. — В кн.: Условия образования нефти и газа в осадочных бассейнах. М.: Наука, 1977, с. 128—133.
- Высоцкий И. В. О нефтегазоносных бассейнах (принципы выделения на примере Карпатско-Балканской складчатой системы). — В кн.: Сборник работ по геологии и геохимии горючих ископаемых. М.: Изд-во МГУ, 1965, с. 31—44.
- Геодекян А. А., Троцюк В. Я., Ульмишек Г. Ф. Геолого-геохимические аспекты оценки перспектив нефтегазоносности акваторий. — Сов. геология, 1972, № 10, с. 3—13.
- Иванов В. В. Возможные нефтегазоносные бассейны Северо-Восточной Азии и их типизация. — В кн.: Проблемы нефтегазоносности Сибири. Новосибирск: Наука, 1971, с. 234—246.
- Иванов В. В. Алгоритм нефтегеологического районирования новых территорий и акваторий. — В кн.: Осадочно-миграционная теория образования нефти и газа. М.: Наука, 1978, с. 205—212.
- Конторович А. Э., Фотиади Э. Э. Основы количественной теории прогноза и поиска месторождений нефти и газа. — В кн.: Горючие ископаемые. Междунар. геол. конгр., 25-я сессия. Докл. сов. геологов. М.: Наука, 1976, с. 63—76.
- Марковский Н. Н. Зоны оптимального нефтегазоаккумуляции в бассейнах платформ. — В кн.: Условия образования нефти и газа в осадочных бассейнах. М.: Наука, 1977, с. 134—136.
- Оленин В. Б. Нефтегеологическое районирование по генетическому принципу. М.: Недра, 1977. 221 с.
- Трофимук А. А., Каргодили Ю. И. Принципы нефтегеологического районирования в аспекте цикличности седиментогенеза. — В кн.: Принципы нефтегеологического районирования в связи с прогнозированием нефтегазоносности недр. М.: Недра, 1976, с. 8—16.
- Трофимук А. А., Шило П. А., Иванов В. В. Нефтегеологическое районирование Северо-Востока и прилегающего шельфа. — В кн.: Проблемы нефтегазоносности Северо-Востока СССР. Магадан, 1973, с. 3—22.
- Халин В. Е. Главные пояса нефтегазообразования Земли. — Вестн. МГУ. Сер. геол., 1970, № 1, с. 66—71.

## ЗАВИСИМОСТЬ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ ОТ ОСОБЕННОСТЕЙ ЛИТОГЕНЕЗА В ТИХООКЕАНСКОМ ТЕКТОНИЧЕСКОМ ПОЯСЕ

По расчетам как советских, так и зарубежных геохимиков масса рассеянных углеводородов (УВ) в осадочной оболочке Земли может существенно превышать концентрированные их формы. Выяснение закономерностей образования УВ в литогенезе имеет как большое теоретическое значение для развития фундаментальных наук о Земле, так и практическое значение.

Основы теории нефтегазообразования, заложенные в нашей стране и за рубежом трудами выдающихся ученых, были успешно развиты, и наши знания в этой области значительно продвинуты в последние 10—15 лет. Особенно глубокую и последовательную работу в этом отношении вели и ведут академик А. А. Трофимук, чл.-кор. АН СССР Н. Б. Вассоевич и многие их творческие соратники. То ядро исследователей, которое возникло в Новосибирске под общим идейным руководством Андрея Алексеевича Трофимука, имеет в своем активе уже много принципиальных решений и открытий, которые позволили не только наиболее рационально использовать имеющиеся богатства, но и раскрыть научную и практическую значимость новых проблем в геологии нефти и газа, решение которых, в том числе с геохимических позиций, имело широкий резонанс во всем мире. Многие основные выводы ныне широко используются для поисков нефти и газа в разных районах страны.

Установление основных закономерностей нефтегазообразования позволяет занимать советским специалистам авангардные рубежи в мировой науке. Объективной реальностью является стадийность нефте- и газообразования в процессе развития осадочных бассейнов, на протяжении которого породы претерпевают определенные изменения, начиная с момента своего образования. В настоящее время существуют различия в оценке значимости основных этапов для нефтегазообразования. Получившее во всем мире широкое признание положение о главной фазе нефтеобразования (ГФН), во время которой в максимальной степени проявляются продуцирующие способности нефтематеринской толщи, позволяет в каждом конкретном случае (тектоническая, фациальная обстановка) выявлять условия, при которых она начинается. Определенные разногласия возникают в вопросе о стадийности газообразования. Так, например, ряд ученых (наиболее настойчиво проводит эту линию В. П. Строганов) придают ведущее значение ранней, «верхней» зоне газообразования. Наличие этой верхней, в основном биохимической, стадии было установлено в трудах многих ученых, ее место в ряду других этапов показал В. А. Соколов. По мнению некоторых ученых, газы ранней «верхней» генерации играют главную роль в формировании крупных газовых скоплений. Эта точка зрения подверглась критике, в частности, в связи с тем, что газы, образовавшиеся при малых мощностях осадков, легко могут рассеяться. Однако в 1976 г. А. Э. Конторович и А. А. Трофимук подчеркнули значение верхних зон газообразования (в том числе и диагенетической), опираясь при этом на ранее сделанное А. А. Трофимуком, Н. В. Черским, В. П. Царевым (1975) открытие особых соединений — газогидратов, играющих существенную роль в общих ресурсах метана в океане. Это открытие имеет большое значение для понимания процессов газообразования в некоторых специфических условиях, а также и для раскрытия особых условий существования газовых скоплений.

Изучение новых условий при расширении фронта исследований позволяет более эффективно применять теоретические выводы в зависимости

от специфики процессов седиментогенеза и дальнейшего литогенеза в разных зонах. Примером широкого теоретического подхода для решения принципиальных задач в новых районах являются труды академика А. А. Трофимука. В ряде работ специально рассматриваются дальневосточные и тихоокеанские проблемы (1977, 1971).

Основные закономерности седиментогенеза в тихоокеанском суперрегионе, нашедшие отражение в трудах П. Л. Безрукова, А. П. Лисицына, И. О. Мурдмаа и др., дали возможность говорить о типах литогенеза и соответственно о связанных с ними процессах. Основное влияние на литогенез в Тихоокеанском поясе оказывают четко выраженные здесь климатический и тектонический факторы. В результате их влияния вдоль материковых окраин на глобальные климатические зоны накладывается тектоническая зональность. Последняя сказывается как через влияние крупнейших орграфических элементов, так и через специфику участвующего в процессах материала (в частности, вулканического).

Тихоокеанское кольцо традиционно рассматривается как глобальная структура с активной динамикой тектоносферы. Общий генеральный процесс по периферии океана заключается в формировании континентальной коры. Наряду с образованием (конструкцией) коры имеет место и ее деструкция. Это сказывается, в частности, на возникновении во время переходной стадии зон раздвигания с формированием в них геосинклинальных зон с вторичной океанической корой. Примерами подобных явлений могут служить некоторые части краевых (окраинных) морей, которые выделяются в качестве современных геосинклиналей. Характер границы континент — океан не всюду одинаков. Во многих случаях шельфовые зоны развиты слабо и континентальный склон располагается близко в суше.

Для западной половины Тихоокеанского пояса основной особенностью строения являются расположенные в переходной зоне островные вулканические дуги, сопряженные с глубоководными желобами. Отделенные этими дугами краевые (окраинные) моря имеют относительно молодой возраст. Многие из них (особенно глубоководные их части, отделяющиеся от шельфа уступом типа континентального склона) зародились и развивались с раннего кайнозоя или еще позже. Все сформированные в основных чертах к миоценовому времени крупные геоморфологические элементы — шельфы, континентальные склоны, глубоководные котловины, желоба — определили характер седиментационных процессов.

В восточной половине пояса вдоль окраин обеих Америк континентальный склон разделяет близко подходящие друг к другу горно-складчатые сооружения суши и океанические структуры. Резкие контрасты рельефа узкой переходной зоны, большие градиенты высот приводят к резкой смене условий осадкообразования по вертикали, неравномерному распределению обломочного и органогенного материала. На количество и состав последнего сильно влияют климатическая зональность и динамика вод бассейна. В холодных и умеренных широтах, а также в зонах действия апвеллинга как на западе, так и на востоке происходит формирование диатомовых, терригенно-кремнистых и туффито-кремнистых образований. Роль этих отложений была велика и в более ранние кайнозойские эпохи.

Окраинно-океанические части Тихоокеанского пояса как на западе, так и на востоке (в восточной половине может быть в несколько меньшей мере из-за отсутствия крупных речных стоков) в отношении осадкообразования находятся под сильным влиянием прилегающей суши. Вместе с тем периодически сильное (в некоторых узких зонах подавляющее) влияние оказывает вулканизм, а в теплых тропических участках большое значение имеет биохомогенное карбонатообразование.

Краевые и межкостровные моря в азиатско-индонезийском и в австралийском сегментах пояса представляли собой в прошлом и остаются сейчас гигантскими ловушками на путях сноса терригенного материала. Максимумы накопления материала наблюдаются на шельфах, в котловинах, в ряде случаев у подножия островных дуг или на террасах их склонов. Терригенные осадки — основной продукт седиментогенеза в прибрежных (в том числе лагунных) частях моря и на шельфах. Подавляющая часть привноса терригенного материала приходится на долю крупных и средних рек, многие из которых выносят свой материал в пределах гумидных зон. Отложения крупных лагун, заливов, располагающихся нередко в областях, испытавших орогенез, представлены как раз выносами рек с остатками органического вещества за счет наземной растительности. Можно привести примеры палеодельт рек Амур, Желтая, Иравади, Анадырь и других, выносы которых на протяжении длительного времени с конца мезозоя и начала кайнозоя определяли обстановку осадконакопления и способствовали формированию мощных толщ осадочных пород. Переходя непосредственно в шельфовые отложения, выносы рек определяют седиментацию на крупных его участках. Шельфовые осадки отличаются исключительным разнообразием. Если иметь в виду конкретно периферические зоны Тихого океана, то тесное взаимопереплетение здесь океанических и континентальных структур создает особую пестроту обстановки. В умеренно теплой зоне кластические осадки абсолютно преобладают на участках открытого шельфа. В теплых тропических и субтропических широтах обширные ареалы занимают карбонатные образования. Значительная часть материала пересекает шельфовую зону и поступает во внешние зоны краевых морей и (или) на континентальный склон.

Распределение отложений в краевых морях перехода от континента к океану вызывает особый интерес ввиду повышенной тектонической активности, что определяет распределение осадочных формаций и особенности их состава. В дальнейшем это также сказывается на преобразовании как минерального, так и органического вещества. В переходной полосе океан — континент развиты современные геосинклинальные зоны, обрамленные вулканическими поясами. Значительное место занимают структуры позднегеосинклинального этапа, представленные, в частности, крупными позднекайнозойскими прогибами. Глубоководные котловины и обширные по размерам примыкающие к ним участки краевых морей с нестабилизированной корой можно рассматривать также как современные геосинклинали. Для формирования котловин, возможно, большое значение имели процессы раздвигания (котловина Японского моря и др.). Глубоководные части от относительно более мелководных участков дна морей отделяются часто крутыми ступенями, которые могут рассматриваться как бордерленд — Сахалинский, Японский и т. д. Осадкообразование и последующие процессы литогенеза во всех случаях различаются между собой. Условия на уступах, обрамляющих глубоководные котловины, близки к условиям седиментогенеза континентальных склонов. В самих котловинах специфика определяется как характером поступающего материала, так и геотермическими особенностями. Абсолютно преобладает в краевых морях на протяжении всего кайнозоя терригенный материал. Но самой яркой чертой является кремнистое осадконакопление, которое определяется климатическими и гидродинамическими факторами и тесно связано с вулканизмом. Горные сооружения островных вулканических дуг благодаря высокой эруптивности процессов становятся источником специфического материала, поступающего в бассейн часто как слабо измененная тефра. Свой вклад вносит и поствулканическая гидротермальная деятельность.

Выровненное дно глубоководных котловин, примыкающее к континентам или к склонам островов, покрыто более или менее мощным (от 2 до 8 км) осадком типа турбидитов, но специфического состава, в котором значительную часть составляют кремнистые, прежде всего диатомовые, отложения. Они переслаиваются с пепловыми туфами, с обломочным материалом терригенного происхождения. Соотношение материала биогенного происхождения (диатомовые илы), обломочного и вулканического материала меняется в зависимости от интенсивности проявления тех или иных факторов в каждый данный момент. Массовое развитие диатомовых при поступлении биогенных элементов с глубинными водами обеспечивает высокий темп аккумуляции их остатков. Туфито-кремнистые и глинисто-кремнистые осадки чрезвычайно широко распространены в Японском, Охотском и других морях, в миоценовых бассейнах на западе Америки и на ее тихоокеанских шельфах. Можно высказать предположение, что, наряду с поступлением биогенных элементов из глубин акваторий, бурный расцвет кремниестроющих организмов определяется также процессами вулканизма, преимущественно эксплозивного, который в периоды успления повышает резерв кремнекислоты в водах. В. И. Гречин (1976) подчеркнул, что современное кремнистое осадконакопление в Охотском море происходит вблизи областей интенсивного наземного вулканизма. Осаждение высококремнистых илов происходит как в сравнительно мелководных (при слабом поступлении терригенного материала), так и в относительно глубоководных условиях.

Осадкообразование близ ограничивающих краевые моря островных дуг отражает, по определению А. П. Лисицына (1979), определенную стадию развития орогенеза в геосинклиналих. Подчеркивая в зависимости от расположения дуг и величины их островов большую или меньшую роль обломочного материала, он указывает, что в тропическом поясе вулканокластический материал сочетается с биогенным известковым (коралловые рифы, ракушняки), а в более умеренных широтах (пояса кремнеосаждения) с кремнеземом диатомовых, образуя кремнисто-туфитовые осадки. Кремнистые осадки обладают рядом специфических особенностей. И. О. Мурдмаа (1979) пишет, что даже 10—20% опаловых скелетных остатков существенно меняют физические свойства глинистых илов. Кремневые скелетные остатки создают подобие ажурного каркаса, в котором даже преобладающие по весу глинистые частицы рассеяны в значительном объеме пор.

Что касается кайнозойского седиментогенеза, то, хотя данные о нем весьма фрагментарны, мы можем и для этого времени выяснить распределение осадков. При этом прослеживается некоторая аналогия с современностью в распределении толщ в переходных зонах. Так же как и в современную эпоху, тектоническая и вулканическая активность, резко выраженная контрастность рельефа определяли в краевых морях распространение вулканогенно-осадочных, терригенно-кремнистых и кремнистых формаций. В современной структуре ими сложены многие крупные позднегеосинклинальные прогибы в областях позднекайнозойской складчатости в прибрежных районах Калифорнии, Южной Аляски, Тайваня, ряда островов Зондского архипелага, Новой Зеландии. Среди нормально морских отложений широко развита, особенно в неогене, специфическая группа *терригенно-туфито-кремнистых формаций*. В краевых частях бассейнов развиты прибрежно-морские и континентальные угленосные образования.

Специфика преобразований кремнистых диатомовых отложений заключается в слабой их устойчивости к воздействию термобарических факторов. Р. Стюарт [Stewart, 1977] показал, что растворение опаловых

скорлупок диатомовых, разрушение их тонкой структуры — главная черта диагенеза и раннего катагенеза, которая определяет целый ряд процессов преобразования ОВ. Аморфная форма кремнезема сменяется кристаллической с отдачей большого количества воды, в том числе связанной. Параллельно происходит трансформация пепловых частиц в бентонитовые глины, а затем в смешанослойные образования. Преобразование диатомовых осадков отличается в разных тектонических зонах, что зависит от разных причин. В данном случае важно подчеркнуть роль величины теплового потока. В глубоководных котловинах он повышен. К. Мурата и Р. Ларсон [Murata, Larsen, 1975] в Беринговом море зафиксировали температурный градиент в 50°C/км и выше. Этот фактор также ускоряет процесс преобразования осадков. В то же время в ряде случаев в глубоководных желобах тепловой поток ослаблен.

Исследования последних лет раскрыли масштабы и значение осадконакопления в краевых частях самого океана, выявили существование мощных седиментационных поясов, прилегающих к подножиям континентальных склонов. Значительные перепады высот в пределах последних вызывают крупномасштабные процессы перераспределения поступающего сюда обломочного материала. Суспензионные мутьевые потоки, начинающиеся от врезанных в край шельфа каньонов, образуют в нижних частях склонов обширные глубоководные конусы выноса — фэны. В качестве примера можно привести окраины американских континентов, где тесное соприкосновение континентальных и океанических структур образует резкий уступ (бордерленд), осложненный крупными продольными и поперечными разломами. В условиях существования тектонических «эскарпов» вдоль западного калифорнийского побережья Северной Америки здесь происходил в неогене интенсивный снос материала потоками, опускавшимися по крутым склонам до значительных глубин. Интенсивные дифференциальные движения и большие массы перемещавшегося материала обусловили формирование значительных толщ в бассейнах Вентура, Санта-Мария и др. Центральные их части благоприятны для поисков мощных песчаных тел. Приконтинентальная вертикальная циркуляция вод обеспечивает расцвет органики и обогащение ею осадков.

В работах советских и зарубежных исследователей отмечается различное участие разного по характеру органического материала в процессах нефтегазообразования. В бассейны осадконакопления попадают остатки наземной растительности, растворенное ОВ, а также остатки живых организмов. Распределение ОВ в количественном и качественном отношении определяется фациально-палеогеографическими условиями седиментации, которые в основных чертах в пределах Тихоокеанского пояса были охарактеризованы. Рассмотрение особенностей нефтегазообразования целесообразно проводить по тектоническим областям и зонам в пределах расположенных здесь впадин прогибов с мощными толщами отложений. В прибрежно-шельфовых участках морей в полосе терригенных отложений, развитых за счет выноса крупных рек, осадочные бассейны в большинстве своем связаны с межгорными впадинами и прогибами, возникшими на орогенной стадии развития.

В позднегеосинклинальных прогибах областей позднекайнозойской, во многом еще незавершенной складчатости на процессах нефтеобразования сильно сказываются особенности состава материнских толщ. Ярким примером в этом отношении служат достаточно охарактеризованные выше терригенно-кремнистые толщи Тихоокеанского кайнозойского тектонического кольца. Захороненное вместе со скелетами и минеральным веществом ОВ диатомовых (содержащее 6—10, иногда 20%) сильно обогащено липоидными фракциями — 25%\* [Барашков, 1963], по другим данным, еще выше. При достижении ГФН, что может происходить при



высоком тепловом потоке уже на первых сотнях метров, жироподобные вещества легко переходят в углеводороды, образующиеся в массовом количестве. Отделяющаяся, как уже упоминалось, в большом количестве связанная вода при растворении панцирей и перекристаллизации кремнезема, а также трансформации разбухающих минералов способствует начальной эмиграции. Минеральное кремнистое вещество и разбухающие глинистые минералы выступают как катализаторы. Именно поэтому уже с конца протокатагенеза резко возрастает битуминозность этих толщ, они выступают как нефтематеринские породы с высокими генерационными свойствами. С этим, в частности, связана высокая плотность запасов нефти в прибрежных неогеновых бассейнах Калифорнии. Упомянутые же выше песчаные тела этих бассейнов служат прекрасными резервуарами. Велика роль кремнистых отложений и в других районах; особенности их литификации (перестройка кремнезема) приводят к формированию в них коллекторских свойств. В кремнистых породах органогенного генезиса, начиная с ранних этапов (по сравнению с другими породами), фиксируются широкие процессы новообразования и эмиграции УВ; наряду с этим ГФН может растягиваться на достаточно продолжительный период всего мезокатагенеза. Этот вывод важен для акваторий, где мощность и катагенетическая преобразованность кремнистых пород варьирует в широких пределах.

В зонах современного геосинклинального развития распространены специфические толщи. Наряду с дватомовыми, кремнисто-глинистыми осадками, участвующими вместе с вулканогенным и терригенным материалом в сложении турбидитов, здесь развиты толщи типа аспидных формаций, большую роль играют вулканиты. Повышенные скорости накопления осадков, большие их мощности приводят к тому, что зоны катагенеза растягиваются по вертикали. Как правильно отметили А. А. Геодекян и др. (1979), для реализации процессов нефтеобразования важно одновременное сочетание достаточного уплотнения и необходимых температур (оптимальные условия). Даже при повышении температур до уровня начала ГФН молодые осадки могут быть еще не уплотнены до такой степени, чтобы из них началось выделение жидких и газообразных продуктов. Это касается и подножий континентальных склонов. Следовательно, в этих условиях литологический фактор особенно важен, так как в разных осадках уплотнение и процессы внутренней литификации происходят с разной скоростью. Как отмечает ряд исследователей [Макогон и др., 1973], в специфических условиях больших глубин (низкие температуры, повышенное давление) преобразование ОВ в молодых осадках идет по специфическому пути гидратообразования. Связанные в осадке, они не рассеиваются, а образуют в дальнейшем залежи. Кроме того, при высокой скорости прогибания и седиментации даже плиоценовые осадки быстро достигают глубин 2—2,5 км с температурой 70—85°C, где создаются условия нефтеобразования.

Проведенный анализ показывает, что процессы нефтегазообразования связаны со стадийностью геосинклинального развития и характером седиментогенеза и последующего литогенеза. Прогнозную оценку нефтегазоносности целесообразно производить с учетом того, на какой стадии развития находится тот или иной осадочный бассейн. Формационный состав отложений той или иной группы бассейнов дает возможность предсказать — какой вид углеводородов будет в них преобладать и в каких частях, так как каждая формация своеобразна в отношении генерации УВ и времени развития. Как стадия развития, так и формационные комплексы должны учитываться при классификации и прогнозной оценке осадочных бассейнов. Разработка и уточнение нефтегазогенетических критериев разнотипных толщ является задачей нового направления — формационной нефтидогении.

- Барашков Г. К. Химия водорослей. М.: Наука, 1963. 143 с.
- Бурлин Ю. К. и др. К проблеме нефтеобразования в кремнистых толщах геосинклинальных областей.— Вест. Моск. ун-та. Сер. геол., 1976, № 3, с. 12—24.
- Геодежян А. А. и др. Нефтегазоносность акваторий.— В кн.: Геология океана. Осадкообразование и магматизм океана. М.: Наука, 1979, с. 307—344.
- Гречин В. И. Миоценовые породы Западной Камчатки. М.: Наука, 1976. 136 с.
- Лисицын А. П. и др. Минералогия океанских осадков.— В кн.: Геология океана. Осадкообразование и магматизм океана. М.: Наука, 1979. с. 163—268.
- Макогон Ю. Ф. и др. Возможности образования газогидратных залежей природных газов в придонной зоне морей и океанов.— Геол. и геофиз., 1973, № 4, с. 3—6.
- Мурдмаа И. О. Осадки и осадочные породы океанов.— В кн.: Геология океана. Осадкообразование и магматизм океана. М.: Наука, 1979, с. 104—162.
- Трофимук А. А. Перспективы нефтегазоносности Востока СССР.— В кн.: Проблемы нефтегазоносности Востока СССР. М.: Наука, 1967, с. 5—21.
- Трофимук А. А. Перспективы поисков нефти и газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке.— Геол. нефти и газа, 1971, № 5, с. 15—22.
- Трофимук А. А., Черский Н. В., Царев В. П. Ресурсы биогенного метана Мирового океана.— Докл. АН СССР, 1975, т. 225, № 4, с. 936—939.
- Myrata K. S., Larsen R. R. Diagenesis of miocene siliceous shales, Temple range, California.— Journ. Research U. S. geol. serv., 1975, v. 3, N 5, p. 275—281.
- Stewart R. J. Neogene turbidite sedimentation in Komandorsky basin, Western Bering sea.— Amer. Assoc. of Petrol. geol. Bull., 1977, v. 61/2, p. 192—206.

Т. И. ГУРОВА

## ГЕНЕТИЧЕСКИЕ ТИПЫ ПУСТОТ В ИЗВЕСТНЯКАХ И ДОЛОМИТАХ

Одной из основных проблем, связанных с поисками залежей нефти и газа, является проблема коллекторов, решению которой придается большое значение. Комплекс вопросов, связанных с условиями формирования, характеристикой пористых сред, весьма широк.

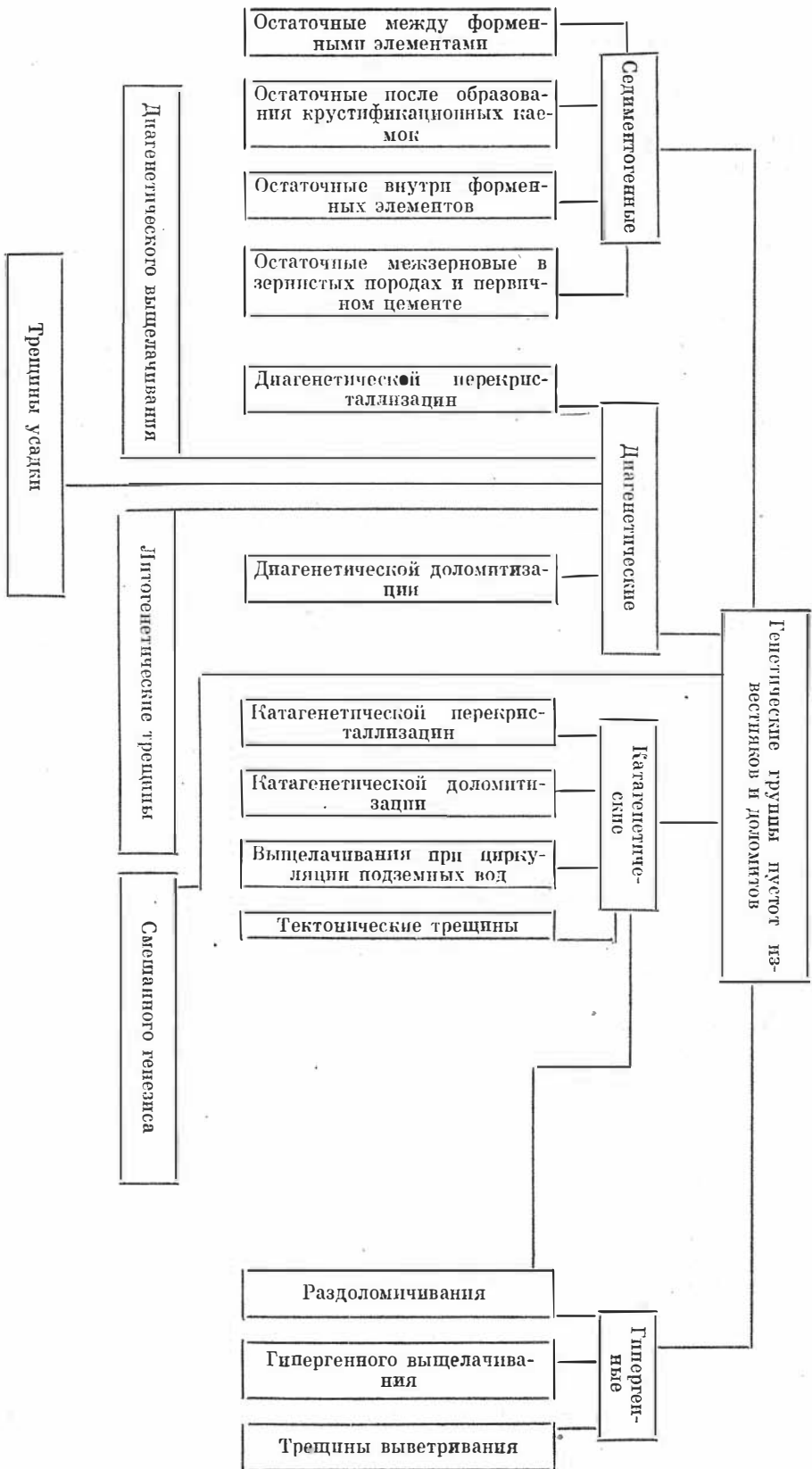
Изучение геометрии пустотного пространства пород в этом комплексе и выяснение связи их фильтрационных и емкостных свойств с особенностями структуры и вещественным составом — необходимый этап изучения пород-коллекторов.

Основную информацию о пустотном пространстве пород можно получить в результате качественного и количественного анализов шлифов и пришлифовок образцов, предварительно пропитанных окрашенными смолами [Юцераба, 1977], или методом капиллярной пропитки люминесцирующими жидкостями [Багринцева, 1977]. Эти методы дают возможность изучения морфологии пустот, взаимосвязи пор, каверн, каналов и трещин между собой и с вмещающей породой.

Из работ, посвященных описанию пустотного пространства карбонатных коллекторов, наиболее интересны характеристики типов пустот, приведенные Г. И. Теодоровичем (1943, 1958), Л. П. Гмид и С. Ш. Леви (1972), Ю. М. Марьенко (1974), К. И. Багринцева (1976, 1977) и другими.

На основе результатов исследования ряда разрезов нижнего кембрия и ордовика Сибирской платформы, а также анализа опубликованной литературы рекомендуется генетическая классификация пустот в известняках и доломитах, изображенная в таблице.

*Генетическая классификация пустот в карбонатных породах*



Формирование пустот в карбонатных породах тесно связано с генетическими типами осадочных толщ различных стадий литогенеза [Карбонатные породы, 1970—1971; Марьенко, 1974]. Поэтому при отнесении пустот пород к различным генетическим группам учитывалась их взаимосвязь с генетическим обликом исследуемой карбонатной толщи в целом.

Выделено пять групп пустот: седиментогенные, диагенетические, катагенетические, гипергенные и смешанные. В каждой группе установлены типы пустот по их генезису.

## СЕДИМЕНТОГЕННЫЕ ПУСТОТЫ

В стадию седиментогенеза формируются в основном состав и структура карбонатных пород, строение карбонатных толщ. Возникают или биогенные образования относительно твердой консистенции, или осадки, по структуре и текстуре сходные с глинистыми и обломочными породами (карбонатные песчаники, алевролиты, илы).

Структура биогенных образований определяется их жестким каркасом. Отмечается сравнительно хорошая сохранность биогенных остатков, высокая первичная пористость, пониженная в участках скопления карбонатного ила. Возможны в этих толщах реликты метастабильных карбонатных минералов (арагонита, высокомагнезиального кальцита, протодоломита).

Карбонатные породы второй группы, сохранившие седиментационные черты, обычно наблюдаются в виде хорошо стратифицированных тел, выдержанных по простиранию, часто слоистых, представленных равномернозернистыми породами, для илов с размером частиц менее 0,01 мм, в более грубозернистых — близкие к терригенным породам.

В толщах седиментационных доломитов обычно нет слоев, богатых кальцитом.

Среди седиментогенных пустот выделено четыре типа.

1. Остаточные — сохранившиеся между форменными элементами в биогенных, обломочно-биогенных, обломочных известняках и доломитах, где остатки водорослей, фауны, оолитов, онколитов и обломков карбонатных пород (форменные элементы) сцементированы карбонатом, причем тип цементации контактовый. Поры эти с диаметром сечений 0,05—0,5 мм и более, с угловатой — четырех-, треугольной и прихотливой формой сечений, сравнительно изометричной. Сообщаются поры непосредственно друг с другом и каналами шириной до 0,03 мм. Иногда наблюдаются следы выщелачивания, происходившего, видимо, в период формирования биогенных построек. Указанные пустоты встречены в отдельных образцах до 10%.

2. Остаточные — сохранившиеся после образования крустификационных оторочек, частично заполнивших седиментационные пустоты между форменными элементами. Сечения пор угловатые, щелевидные, округленные, контуры часто зубчатые, что определяется формой скаленоэдров кальцита или ромбоэдров доломита, слагающих крустификационные оболочки. Размеры диаметра этих пор 0,05—0,15 мм, реже более. Поры, изолированные и сообщающиеся каналами, составляют пустоты в породах до 3—7%.

3. Остаточные — сохранившиеся внутри форменных элементов. В водорослевых карбонатных породах диаметр таких пор менее 0,001 мм, сечения неправильной, округлой формы, распределены неравномерно, встречаются редко.

4. Межзерновые и внутрицементные поры. Первые — в зернистых седиментогенных карбонатных породах, вторые — в доломитах и извест-

няках с форменными элементами в седиментационном кальцитовом цементе. Как в тех, так и в других поры редуцированы и почти не имеют значения для коллекторских свойств. Они большей частью изолированные, форма сечений угловатая, прихотливая, диаметр не превышает 0,05 мм, чаще менее 0,01 мм.

## ДИАГЕНЕТИЧЕСКИЕ ПУСТОТЫ

В стадию диагенеза особенно четкие изменения происходят в карбонатных илах. В них нарушается однородность строения и состава. Наблюдается пятнистая и линзовидная литификация и доломитизация карбонатной толщи, сохраняются некоторые черты нелитифицированного осадка, неравномерное расположение глинистого материала.

В биогенных толщах контуры отдельных биогенных образований становятся расплывчатыми, со следами растворения, либо с нарастанием крустификационных каемок, которые могут внедряться друг в друга и образовывать несколько зон. Проявляется деградация рифогенных построек при выводе их в более активную гидродинамическую зону. Возможно возникновение сростков и комков за счет состава иловых пород, сближение форменных элементов между собой при уплотнении осадка или агрегация биогенных остатков.

Широко проявляется процесс выщелачивания, который начинается в раннем диагенезе, когда в осадке благодаря обилию органики генерируется углекислота, способствующая процессу растворения карбонатов [Диагенез..., 1971; Иванов, 1976]. При прочих равных условиях активнее выщелачиваются биогенные образования, обладающие высокой первичной пористостью [Багринцева, 1976, 1977].

При доломитизации известкового осадка в стадию диагенеза возникают порфиридные и агрегативные структуры, отмечаются в новообразованиях реликты первичной массы. Г. И. Теодорович указывает, что идиоморфные ромбоэдри доломита примерно равных размеров формируются в неуплотненном известковом осадке [Теодорович, 1943].

Для доломитов замещения характерно: 1 — явные следы замещения кальцита доломитом; 2 — наличие реликтов вмещающей породы; 3 — резкое изменение содержания доломита даже в одном шлифе; 4 — порфиридная структура; 5 — меньше неравновесного остатка, чем в седиментационных доломитах; 6 — новообразованные ромбоэдри доломита имеют слоистую решетку с чередованием слоев «идеального» доломита и доломита, богатого кальцием [Карбонатные породы, 1970—1971; Перозио, Мандрикова, 1966].

Для диагенетической перекристаллизации характерны рассеянный и агрегативный, реже сплошной типы [Каледя, Калистова, 1976], размеры зерен в основном 0,01—0,05 мм [Татарский, 1959]. В работах ряда исследователей [Багринцева, 1977; Карбонатные породы, 1970—1971] указывается, что перекристаллизация интенсивнее протекает в биогенном осадке.

В стадию диагенеза происходит цементация осадков с форменными элементами. Наличие в сульфатно-карбонатных породах петьельчатых структур — также признак образования их в раннем диагенезе [Страхов, 1956].

Овальная, чечевицеобразная, округленная форма кремнистых образований свидетельствует о диагенетическом их происхождении. Причем указанные включения согласуются со слоистостью на ранних и не согласуются на более поздних стадиях диагенеза [Диагенез..., 1971].

Среди диагенетических пустот установлено пять типов.

1. Пустоты диагенетической перекристаллизации. Они межзерновые, внутриформенные и распространены в породах, претерпевших пятнистую,

редко сплошную перекристаллизацию. Форма сечений подобных пустот определяется контурами зерен. Обычно она угловатая, щелевидно-удлиненная, часто неправильная. Диаметр пустот 0,02—0,1 мм. Как правило, из 2—3% общей массы шлифа.

2. Пустоты диагенетической доломитизации в известняках, обычно в агрегативных участках доломита с размером зерен более 0,05 мм. Поры межзерновые. Сечения пустот угловатые, контуры часто зубчатые, диаметр пор 0,02—0,1 мм. Поры изолированные и сообщающиеся. Большой частью этих пор в породах до 5%, участками до 15%.

3. Пустоты диагенетического выщелачивания за счет обогащения  $\text{CO}_2$  остаточных вод в уплотняющемся осадке. Обычно эти пустоты отличаются от катагенетических пустот выщелачивания тем, что не связаны с трещинами и стилолитовыми швами. Они внутриформенные, межформенные, межзерновые, внутрицементные, имеют овальную, лапчатую, неправильную форму сечений, диаметр 0,05—0,5 мм и более. Распределение пор весьма неравномерное. В породах их до 5—7%.

4. Трещины усадки в отложениях кембрия юга Сибирской платформы выделены Ю. И. Марьенко (1974). Основная масса их возникла вследствие усадки пород в местах повышенной пустотности. Трещины небольшой протяженности до 2 мм, шириной менее 0,01 мм.

5. Литологические трещины образуются при уплотнении осадка на границах слоев разного состава вследствие неравномерной литификации и уплотнения осадка. Их длина от нескольких миллиметров до 3 см, ширина менее 0,01 мм, контуры извилистые.

#### КАТАГЕНЕТИЧЕСКИЕ ПУСТОТЫ

В толщах и породах, претерпевших стадию катагенеза, еще более резко, чем в диагенезе, проявляются неоднородность строения и состава, полная литификация осадка. Первичная структура осадка уничтожается полностью или сохраняется только в отдельных участках.

В результате уплотнения встречаются следы деформации: сжатие и вдавливание зерен друг в друга, искривление их граней, дробление, сдавливание биогенных остатков и других форменных элементов. Породы в значительной степени перекристаллизованы, размер зерен от 0,05 до 0,5 мм и более. Как следствие перекристаллизации иногда от форменных элементов сохраняются только «тени». Чаще это сплошной, реже прожилковый, кружевной, пятнистый типы перекристаллизации [Каледа, Калистова, 1976]. Реликты микро- и тонкозернистого карбоната сохраняются в мелко- и среднезернистых известняках и доломитах. В перекристаллизованных зернах доломита рентгеноструктурный анализ показывает изменения кристаллической решетки.

Выщелачивание пород в стадию катагенеза активно происходит в участках с повышенной остаточной седиментогенной и диагенетической пористостью и в зонах повышенной трещиноватости, стилолитизации в результате циркуляции подземных вод и процессов метасоматоза. Неравномерность проявления процессов выщелачивания в карбонатах во многих случаях является следствием неоднородности их минералогического состава и структурных особенностей [Багринцева, 1977; Диагенез..., 1971]. При выщелачивании увеличиваются размеры ранее образованных пустот и возникают новые.

В литифицированных породах под воздействием гидротермальных магниезиальных растворов происходит доломитизация пород большей частью по трещинам, вблизи трещин и стилолитовых швов, между ними, а также в порах и кавернах. При неполном заполнении пор доломитом возникают друзовидная структура, часто зональные ромбодры, псевдо-

морфозы доломита по кальциту, сульфатам с сохранением их первоначальной формы.

Встречаются брекчии нарушения, псевдобрекчированные структуры.

При воздействии трапшовых тел обнаруживается мраморизация пород.

Свидетельством катагенетического преобразования карбонатных пород является наличие в нерастворимом остатке глинистых минералов с упорядоченной структурой, частичная коррозия и новообразования некоторых акцессорных минералов.

Среди катагенетических пустот установлено четыре типа.

1. В. Б. Татарский (1959) генезис мелко- и среднезернистых доломитов считает катагенетическим. В них встречаются межзерновые пустоты перекристаллизации с диаметром 0,1—0,5 мм, сообщающиеся каналами шириной 0,005—0,05 мм. Форма сечений угловатая, изометричная, неправильная, контуры определяются гранями ромбоздров доломита. Количество пор в таких породах 2—25%. Обычно в подобных доломитах отсутствуют участки с реликтовой первичной структурой.

2. Пустоты выщелачивания в результате циркуляции подземных вод по трещинам, порам, кавернам, стилолитовым швам. Особенно активно выщелачивание карбонатных пород протекает в зоне гидрокарбонатных, а для доломитов также и сульфатных вод [Иванов, 1976]. Пустоты межформенные, внутриформенные, внутрицементные, внутризерновые, на месте форменных образований. Диаметр пустот от 0,02—5 до 15 мм и более.

Распределены в породах пустоты неравномерно, встречаются единичными изолированными и до 25—30% в отдельных участках разреза. Сообщаются они по трещинам и стилолитовым швам. Поры выщелачивания в основном больше размера зерен, слагающих породу. Наблюдаются микрокаверны вдоль стилолитовых швов, по трещинам за счет выщелачивания их стенок. Расположение пустот выщелачивания пятнистое, полосчатое, иногда они вытянуты в цепочки, проходят внутри минеральных трещин разной генерации.

3. Тектонические трещины в основном образуются в стадию катагенеза, частично на последних этапах диагенеза. Трещины открытые и частично либо полностью заполненные сульфатами, карбонатами, каменной солью, глинистым, битуминозно-глинистым и битуминозным веществом. Трещины линейные и извилистые, кулисообразные и ломаные, вертикальные и диагональные, выдержанные и прерывистые, затухающие, слабо ветвящиеся, параллельные и секущие друг друга. Они различной густоты и направленности. Иногда имеют несколько этапов заполнения. Ширина микротрещин чаще 0,005—0,05 мм, реже более 0,1 и до 1 мм.

Трещинная проницаемость больше в доломитах, чем в известняках, так как залечивание трещин в известняках происходит интенсивнее. Трещины образуют участки повышенной проницаемости, нередко имеют расширения и определенную емкость [Трофимук, 1955, 1961].

4. Трещины, связанные со стилолитами, чаще проявляются в биогенных породах. Они прерывистые, волнистые, с раздувами, ориентированы параллельно напластованию, наклонные, затухающие, шириной менее 0,01—0,05 мм. Присутствуют в породах редко, главным образом, в результате вымывания глинистого вещества из швов при выщелачивании.

#### ГИПЕРГЕННЫЕ ПУСТОТЫ

В стадию гипергенеза в карбонатных толщах возникает зона интенсивного выщелачивания, ведущего к кавернообразованию. Породы несут на себе следы растворения и выщелачивания форменных элементов, крупстификационных каемок, цемента и основной массы зернистых пород.

Встречаются корродированные зерна, замещение ангидрита гипсом, доломитом, доломита кальцитом вплоть до образования псевдоморфоз по этим минералам. Возникают брекчированные породы, происходит раздоломичивание — замещение вторичного доломита вновь кальцитом, главным образом в результате проявления деятельности поверхностных вод [Гмид, Леви, 1972; Марьенко, 1974]. Обнаруживаются вторичные известняки средне- и крупнозернистой структуры с реликтами доломита.

Установлено три типа пустот.

1. Пустоты палеогипергенного выщелачивания, связанные с перерывами в осадконакоплении, в зоне аэрации под воздействием пресных вод с участием биохимических процессов. Ю. И. Марьенко (1974) и Н. И. Комарова [Комарова и др., 1977] указывают на наличие локальных перерывов с образованием карста в период формирования осадков осинского горизонта нижнего кембрия на ряде площадей Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области. Пустоты выщелачивания отмечаются в известняках и доломитах. Диаметр их от 0,25—1,5 до 10 мм и более, форма сечений причудливых очертаний, лапчатая, неправильная. Пустоты внутриформенные, межформенные, на месте форменных образований, внутрицементные. Сообщаются поры непосредственно друг с другом, объединяясь в пустотное пространство значительной емкости, и каналами шириной от 0,01 до 0,05 мм. Есть изолированные поры. Количество пустот этого типа до 20% площади шлифа.

2. Трещины выветривания установлены в породах осинского горизонта на некоторых площадях Ангаро-Ленской ступени [Марьенко, 1974]. Приурочены они к доломитам замещения. Очень извилистые, часто пересекаются, образуя сложный рисунок, ширина их 0,005—0,02 мм, ассоциируют они с пустотами карстового генезиса.

3. Пустоты раздоломичивания образуются как в стадию катагенеза при регрессивном его проявлении, так и при гипергенезе. Они связаны с известняками, образовавшимися по доломитам [Карбонатные породы, 1970—1971]. Размеры пор менее 0,1 мм. В основном они в разнозернистых и средне-крупнозернистых карбонатных породах.

#### СМЕШАННЫЕ ПУСТОТЫ

Многие карбонатные породы на протяжении геологической истории подвергались сложным изменениям, приведшим к различному сочетанию седиментогенных, диагенетических, катагенетических и гипергенных пустот. Например, в породах проявляются пустоты диагенетической перекристаллизации и катагенетического выщелачивания, поры и каверны выщелачивания, образовавшиеся в результате циркуляции подземных вод совместно с трещинами в стилолитовых швах, межформенные седиментогенные поры в сочетании с порами катагенетической перекристаллизации и т. п. В результате возникает сложная система фильтрационных каналов в породах [Иванов, 1976; Марьенко, 1974; Теодорович, 1958].

В заключение следует заметить, что предложенная генетическая классификация пустотного пространства известняков и доломитов в дальнейшем требует детализации. Особое внимание при этом необходимо уделять определению этапов изменения пород, изучению стадийности карбонатобразования с широким использованием комплекса современных физических методов изучения горных пород и постановки экспериментальных исследований.

#### ЛИТЕРАТУРА

- Багринцева К. И. Оценочная классификация карбонатных пород-коллекторов нефти и газа. — Геол. нефти и газа, 1976, № 9, с. 23—29.  
Багринцева К. И. Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа. М.: Недра, 1977. 221 с.



- Гмид Л. П., Леви С. Ш.* Атлас карбонатных пород-коллекторов. М.: ВНИГРИ, 1972. 80 с.
- Диагенез и катагенез осадочных образований.* М.: Мир, 1971, с. 165—290.
- Иванов А. М.* Комплексное изучение карбонатных пород как коллекторов нефти и газа. М.: Недра, 1976. 295 с.
- Каледа Г. А., Калистова Е. А.* Перекристаллизация карбонатных пород палеозоя Русской платформы. — Литология и полезные ископаемые, 1976, № 6, с. 50—62.
- Карбонатные породы.* В 2-х томах. М.: Мир, 1970—1971.
- Комарова Н. И., Ильин А. С., Калинин Л. И.* Условия формирования карбонатных пород-коллекторов Братско-Ботуобинского района. — В кн.: Коллекторы нефти в палеозойских и мезозойских отложениях Сибирской платформы. Новосибирск, 1977, с. 91—96.
- Коцержуба Л. А.* Методы насыщения пород-коллекторов окрашенными смолами. М.: Недра, 1977. 95 с.
- Марьянюк Ю. К.* Основные генетические типы пустот в нефтегазоносных карбонатных породах нижнего кембрия Иркутского амфитеатра. — В кн.: Нефтепромысловая геология. М., 1974, вып. IX, с. 75—87.
- Перозин Г. Н., Мандрикова Н. Т.* Изоморфизм в карбонатах и его значение при решении генетических вопросов. — В кн.: Физические методы исследования минералов осадочных пород. М.: Наука, 1966, с. 279—292.
- Страхов Н. М.* О типах и генезисе доломитовых пород. — В кн.: Типы доломитовых пород и их генезис. М.: Изд-во АН СССР, 1956, с. 5—27.
- Татарский В. Б.* О номенклатуре и классификации карбонатного материала по размеру зерен. — Вестн. ЛГУ. Сер. геол. и географ., 1959, вып. 4, № 24, с. 42—46.
- Теодорович Г. И.* Структура порового пространства карбонатных коллекторов нефти и их проницаемость. — Докл. АН СССР, 1943, т. 39, № 6, с. 231—234.
- Теодорович Г. И.* Учение об осадочных породах. Л.: Гостоптехиздат, 1958. 268 с.
- Трофимук А. А.* К вопросу об оценке емкости трещиноватых коллекторов. — Нефтяное хозяйство, 1955, № 7, с. 51—55.
- Трофимук А. А.* Определение емкости трещинных коллекторов по промысловым данным. — В кн.: Труды Всесоюз. совещ. по трещинным коллекторам нефти и газа. М.: Гостоптехиздат, 1961, с. 167—171.
- Hohl R. B.* The nature and origin of limestone porosity. — Quart Colorado School Mines, 1948, N 43, p. 1—54.
- Stout Z. S.* Pore geometry related to carbonate Stratigraphic traps. — Bull. Am. Assoc. Petrol. Geol., 1964, N 48, p. 329—337.
- Thomas G. E.* Grouping of carbonate rocks into texturæ and porosity units for mapping purposes. — Am. Assoc. Petrol. Geol. 1962, Mem. 1, p. 193—223.

## СОДЕРЖАНИЕ

<i>Сурков В. С., Гришин М. П., Жеро О. Г.</i> История тектонического развития земной коры Сибири и генезис нефтегазоносных бассейнов . . . . .	3
<i>Золотов А. И.</i> Историко-геологические критерии оценки нефтегазоносности рифей-вендских и нижнепалеозойских отложений древних платформ СССР . . . . .	14
<i>Бакин В. Е., Воробьев В. И., Евтушенко В. М., Конторович А. Э., Ларичев А. И., Мельников П. В., Накаряков В. Д., Рыбьяков Б. Л., Старосельцев В. С.</i> Нефтегазоносность рифейских и вендских осадочных толщ Сибирской платформы . . . . .	25
<i>Граммберг И. С., Бро Е. Г., Сороков Д. С.</i> Нефтегазоносные толщи мезозойских прогибов севера Сибирской платформы . . . . .	42
<i>Воробьев В. И.</i> Закономерности размещения залежей нефти и газа в отложениях венд-кембрийского терригенного комплекса Сибирской платформы . . . . .	48
<i>Старосельцев В. С.</i> Тектоника базальтовых плато (в связи с оценкой нефтегазоносности древних платформ) . . . . .	55
<i>Дробот Д. И., Городничев В. И.</i> Эпигенез нафтидов в рифей-вендских и кембрийских отложениях юга Сибирской платформы . . . . .	63
<i>Анциферов А. С.</i> Палеогидрогеологические условия формирования и размещения залежей нефти и газа на юге Сибирской платформы . . . . .	73
<i>Мандельбаум М. М.</i> Нефтегазоносность палеозойских отложений Непского свода (критерии поиска) . . . . .	83
<i>Вышемирский В. С., Запывалов П. П.</i> Нефтегазоносность палеозоя юго-востока Западно-Сибирской плиты . . . . .	90
<i>Гурари Ф. Г.</i> О залежах углеводородов в глинистых толщах . . . . .	105
<i>Биджаков В. И., Даненберг Е. Е., Иванов И. А., Тищенко Г. И.</i> Нефтегазоносность верхней части палеозоя юго-востока Западно-Сибирской плиты . . . . .	116
<i>Рудкевич М. Я.</i> Структурно-формационное районирование платформенного чехла Западно-Сибирской плиты . . . . .	122
<i>Иванов В. В.</i> Нефтегазоносность осадочных бассейнов Северо-Восточной Азии . . . . .	131
<i>Бурлин Ю. К.</i> Зависимость нефтегазообразования от особенностей литогенеза в Тихоокеанском тектоническом поясе . . . . .	137
<i>Гурова Т. И.</i> Генетические типы пустот в известняках и доломитах . . . . .	143

### НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ СИБИРИ И ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА

Ответственный редактор *Виктор Семенович Сурков*

Утверждено к печати Институтом геологии и геофизики СО АН СССР

Редакторы издательства *В. П. Пермичева, Н. Г. Рязанова*  
Художественный редактор *М. Ф. Глазырина*  
Художник *Н. А. Пискун*  
Технический редактор *А. В. Семкова*  
Корректоры *Г. Д. Смоляк, В. А. Бирюкова*

ИБ № 10875

Сдано в набор 18.11.80. Подписано к печати 26.06.81. МН-12011. Формат 70 × 108<sup>1/16</sup>. Бумага типографская № 1. Обыкновенная гарнитура. Высокая печать. Усл. печ. л. 13,3. Усл. кр.-отт. 13,4. Уч.-пзд. л. 15,2. Тираж 1050 экз. Заказ 349. Цена 2 р. 70 к.

Издательство «Наука», Сибирское отделение. 630099, Новосибирск, 99, Советская, 18. 4-я типография издательства «Наука». 630077, Новосибирск, 77, Станиславского, 25.

УДК 551.24 : 553.98(571./5)

**История тектонического развития земной коры Сибири и генезис нефтегазонасыщенных бассейнов.** Сурков В. С., Гришин М. П., Жеро О. Г. «Нефтегазонасыщенность Сибири и Дальнего Востока». — Новосибирск: Наука, 1981.

Проводится анализ рифейско-фанерозойской тектонической истории развития территории Сибири. Отобраны этапы формирования осадочных нефтегазонасыщенных бассейнов и их генезис. Дана сравнительная характеристика возможных потенциальных ресурсов. Ил. 1, библиогр. 13.

УДК 551.72 : 553.98 : 551.242.51(47 + 571.5)

**Историко-геологические критерии оценки нефтегазонасыщенности рифей-вендских отложений древних платформ СССР.** Золотов А. Н. «Нефтегазонасыщенность Сибири и Дальнего Востока». — Новосибирск: Наука, 1981.

На основе сравнительного анализа истории геологического развития Восточно-Европейской и Сибирской платформ на ранних этапах рассматриваются условия накопления и преобразования органического вещества в отложениях рифея, венда и нижнего палеозоя. Выделены пояса и области основной генерации углеводородов в этих отложениях, проанализированы масштабы эмиграции УВ из нефтегазопродуцирующих толщ. Приводятся данные о полноте аккумуляции УВ и сохранности их в залежах в зависимости от историко-геологических факторов.

По результатам обобщений дается оценка перспектив нефтегазонасыщенности рифейских, вендских и нижнепалеозойских отложений Сибирской платформы, накопившихся в этапы наиболее обширного и активного погружения на переходной плитной стадии ее развития. Ил. 4, библиогр. 10.

УДК 551.72 : 553.98(571.5)

**Нефтегазонасыщенность рифейских и вендских осадочных толщ Сибирской платформы.** Бакин В. Е., Воробьев В. Н., Евтушенко В. М., Конторович А. Э., Ларичев А. И., Мельников Н. В., Накаряков В. Д., Рыбьяков Б. Л., Старосельцев В. С. «Нефтегазонасыщенность Сибири и Дальнего Востока». — Новосибирск: Наука, 1981.

Рассматривается распространение, стратиграфическое положение и тектоническая позиция рифей-вендских толщ Сибирской платформы. Описываются условия формирования месторождений нефти и газа, типы залежей, дается геохимическая характеристика нефтей и газов. Приводятся схематические карты прогноза нефтенасыщенности и газонасыщенности отложений. Ил. 5, библиогр. 23.

УДК 571.76 : 551.242.7 : 553.98(571.5)

**Нефтегазонасыщенные толщ мезозойских прогибов севера Сибирской платформы.** Грамберг Н. С., Бро Е. Г., Сороков Д. С. «Нефтегазонасыщенность Сибири и Дальнего Востока». — Новосибирск: Наука, 1981.

Рассмотрен разрез осадочных отложений, выполняющих Енисей-Хатангский, Лено-Анабарский прогибы и северную часть Приверхоанского прогиба, а также район Анабаро-Хатангского седловины. Подробно рассмотрены аккумулярующие способности каждой перспективной толщ, освещено наличие в них выявленных залежей углеводородов и нефтегазопоявлений. Дан прогноз оценки возможных изменений коллекторских свойств пород в зависимости от натяженных изменений, связанных с составом и глубиной погружения толщ. На основе анализа коллекторских свойств и зарегистрированных залежей и проявлений углеводородов дается дифференцированная оценка перспектив нефтегазонасыщенности различных частей осадочного выполнения прогибов. Библиогр. 8.

УДК 553.98.061.15 : 551.72/732(571.5)

**Закономерности размещения залежей нефти и газа в отложениях венд-кембрийского терригенного комплекса Сибирской платформы.** Воробьев В. Н. «Нефтегазонасыщенность Сибири и Дальнего Востока». — Новосибирск: Наука, 1981.

Рассматриваются вопросы локализации залежей нефти и газа в терригенных отложениях венд-кембрийского нефтегазонасыщенного комплекса Сибирской платформы. Предложена схема классификации залежей применительно к условиям региона. Для каждого из типов залежей выделены наиболее вероятные стратиграфические уровни и латеральные зоны их локализации. Ил. 2, табл. 1, библиогр. 1.

УДК 551.24 : 551.242.51 : 553.98

**Тектоника базальтовых плато (в связи с оценкой нефтегазонасыщенности древних платформ).** Старосельцев В. С. «Нефтегазонасыщенность Сибири и Дальнего Востока». — Новосибирск: Наука, 1981.

На основе анализа материалов по Африкано-Аравийской, Южно-Американской, Индийской и Сибирской платформам намечены основные связи тектоники базальтовых плато и подстилающих их осадочных комплексов, что имеет большое значение для выявления зон накопления нефти и газа на значительных по площади перекрытых траппами участках древних платформ. Ил. 3, библиогр. 23.

УДК 552.144 : 552.578.3 : 551.72/.732(571.5 — 13)

Эпигенез нафтидов в рифей-вендских и кембрийских отложениях юга Сибирской платформы. Дробот Д. И., Городничев В. И. «Нефтегазоносность Сибири и Дальнего Востока». — Новосибирск: Наука, 1981.

Делается вывод о широком развитии в продуктивных комплексах рифея, венда и нижнего кембрия юга Сибирской платформы процессов эпигенеза нафтидов, оказавших отрицательное влияние на сохранность углеводородных залежей. Ил. 4, библиогр. 12.

УДК 556.31 : 553.98.061.3(571.5—13)

Палеогеогеологические условия формирования и размещения залежей нефти и газа на юге Сибирской платформы. Андциферов А. С. «Нефтегазоносность Сибири и Дальнего Востока». — Новосибирск: Наука, 1981.

Изложены методика и результаты палеогеодроминимических, палеотемпературных и палеогеохимических реконструкций подолевых терригенных отложений юга платформы от венда до настоящего времени раздельно для элизионного и инфильтрационного этапов развития бассейна. С учетом стадийности нефтегазообразования рассмотрен механизм формирования и размещения крупных зон нефтегазоаккумуляции и залежей нефти и газа. Дано заключение о высоких перспективах Непско-Ботуобинской антеклизы и центральных районов Ангаро-Ленской ступени и предложено опойсковывать бурением не только древние, но и более молодые, в том числе неотектонические антиклинальные структуры. Ил. 1, табл. 2, библиогр. 19

УДК. 553.981/.982.041 : 550.83(571.53+571.56)

Нефтегазоносность палеозойских отложений Непского свода (критерии поиска). Мандельбаум М. М. «Нефтегазоносность Сибири и Дальнего Востока». — Новосибирск: Наука, 1981.

Для оценки перспектив нефтегазоносности Непского свода предлагается комплексирование прогрессивных геофизических методов прямого обнаружения залежей с глубоким параметрическим бурением. Ил. 1, табл. 1, библиогр. 5.

УДК 555.98.041 : 551.73(571.1—12)

Нефтегазоносность палеозоя юго-востока Западно-Сибирской плиты. Вышесмирский В. С., Запывалов Н. П. «Нефтегазоносность Сибири и Дальнего Востока». — Новосибирск: Наука 1981.

Дана характеристика нового нефтегазоносного этажа, представленного промежуточным тектоническим комплексом палеозойского возраста. Материалами по катагенезу органического вещества и степени преобразования осадочных пород, а также по другим данным доказываются широкое распространение промежуточного комплекса, перспективного на нефть и газ. Рассмотрены предомыляющие и отражающие границы, а также другие геофизические материалы, свидетельствующие о структуре промежуточного комплекса. Предположительно выделены рифейные массивы — ловушки для нефти и газа. Обсуждаются геохимические показатели нефтегазоносности и возможные типы залежей. Ил. 5, табл. 2, библиогр. 21.

УДК 553.982.23 : 552.52

О залежах углеводородов в глинистых толщах. Гурарп Ф. Г. «Нефтегазоносность Сибири и Дальнего Востока». — Новосибирск: Наука, 1981.

Описаны четыре толщи доманикитов, участвующих в строении чехлов Русской и Сибирской платформ и Западно-Сибирской плиты. Освещены некоторые их физические и химические параметры, особенности фацциальной характеристики. Рассмотрены условия накопления доманикитов, а также возникновения в них залежей углеводородов. Намечены методы картирования зон и районов, наиболее интересных для постановки поисковых работ. Ил. 2, табл. 1, библиогр. 40.

УДК 553.98.041 : 551.734/.735(571.1—12)

Нефтегазоносность верхней части палеозоя юго-востока Западно-Сибирской плиты. Биджаков В. И., Даненберг Е. Е., Иванов И. А., Тищенко Г. И. «Нефтегазоносность Сибири и Дальнего Востока». — Новосибирск: Наука 1981.

На основе анализа данных о латеральной изменчивости вещественного состава и коллаторских свойств пород кровельной части фундамента и характера развития изолирующих толщ дается оценка перспективности верхней части палеозоя Томской области. Ил. 1, библиогр. 5.

УДК 551.243(—02) : 551.263(571.1)

Структурно-формационное районирование платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. Рудкевич М. Я. «Нефтегазоносность Сибири и Дальнего Востока». — Новосибирск: Наука, 1981.

Рассматривается проблема выделения в платформенном чехле крупнейших структур (антеклиз, синеклиз и др.). Обосновывается глубинная природа границ между ними и унаследованность крупнейших платформенных тектонических элементов от геологов в «промежуточном структурном этапе» (ПСЭ) и фундаменте. Показано, что однотипные формации синхронных толщ нижнемеловых отложений, отвечающих ярусу или его части, распространены в пределах только одной — двух крупнейших структур. Зоны резкой латеральной смены формаций в основном совпадают с морфологическими границами крупнейших тектонических элементов, что служит инструментом для обоснованного проведения этих границ. Ил. 2, библиогр. 18.