



УДК 551.243/.244:553.98.044(571.5)

ИСТОРИКО-ТЕКТОНИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

В. С. Старосельцев

Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья, Новосибирск, Россия

Рассмотрено влияние историко-тектонических особенностей Сибирской платформы на ее нефтегазоносность. Особое внимание уделено отражению в современном рельефе тектонических элементов чехла и фундамента Сибирской платформы. К ним относятся трансрегиональные линейаменты длительного развития, региональные разрывы, крупные поднятия и опускания с учетом их возможных подвижек под воздействием региональных движений. На конкретных примерах оценена роль таких элементов в формировании новых объектов, перспективных на углеводородное сырье.

Ключевые слова: Сибирская платформа, трансрегиональные линейаменты, региональные разрывы, подвижки блоков фундамента, прогноз нефтегазоперспективных объектов.

TECTONIC EVOLUTION BACKGROUND OF OIL AND GAS OCCURRENCE IN THE SIBERIAN PLATFORM

V. S. Staroseltsev

Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, Novosibirsk, Russia

The paper considers the reflection of tectonic elements of the Siberian Platform basement and cover in the current terrain, associated with transregional lineaments with a long period of evolution, regional faults, large highs and dips, the western boundary of the platform, and their possible movements affected by regional movements. The role of such elements in the formation of new objects promising for hydrocarbons was estimated based on specific examples.

Keywords: Siberian Platform, transregional lineaments, regional faults, basement block movements, prediction of oil and gas targets.

DOI 10.20403/2078-0575-2017-6с-68-79

В современном рельефе достаточно четко прослеживается отражение западной границы Анабарской раннеархейской складчатой системы [1], совпадающей с выделенным Б. Б. Броком [15] Таймыро-Малазийским трансрегиональным субмеридиональным линейаментом (рис. 1) и в настоящее время глубоко погруженной. На юге на расстоянии около 400 км она следует субпараллельно субмеридиональному течению р. Киренга (приток р. Лена), затем около 700 км – параллельно субмеридиональному течению верховьев р. Ниж. Тунгуска, а далее (около 400 км) – нижнему течению р. Котуй. Это заслуживает первоочередного внимания. Не менее интересно соотношение восточной границы Анабарской раннеархейской складчатой системы (также глубоко погруженной) с карманообразными изгибами рек Лена, Вилюй и Оленек (см. рис. 1). Возникает естественный вопрос: неужели границы раннеархейского блока фундамента Сибирской платформы могут оказывать влияние на формирование современной гидросети? Когда подобная граница контролируется трансрегиональным линейаментом длительного развития, как, например, упомянутая западная граница Анабарского блока, это не вызывает особых проблем. Но влияние восточной границы этого же блока на формирование разобщенных в пространстве на сотни километров карманообразных изгибов современных рек (Лена, Вилюй и Оленек) требует дополнительного исследования.

Наиболее вероятное объяснение особенностей современной гидросети вдоль восточной границы раннеархейского Анабарского блока фундамента Сибирской платформы состоит в его непосредственном контакте по этой границе (см. рис. 1) с Иенгским массивом Алдано-Тимптонской и Олекминской складчатых систем, которые в юрско-меловое и даже в четвертичное время могли испытывать интенсивное надвигание на север от Станового хребта с формированием Пристанового предгорного прогиба (рис. 2). Такая тектоническая обстановка вполне могла обусловить субгоризонтальные тектонические перемещения вдоль восточного ограничения раннеархейского Анабарского блока.

Более развернутый анализ взаимоотношения блоков фундамента древней Сибирской платформы и развитой на ее территории современной гидросети свидетельствует о многовариантных комбинациях их проявления. Но во всех случаях они могут играть важную роль в обосновании постановки разнообразных тематических, поисковых и геолого-разведочных работ, нацеленных на обнаружение широкого круга важных для народного хозяйства полезных ископаемых. В первую очередь это может повысить эффективность поиска и обнаружения новых скоплений углеводородного сырья, которое обладает высокой мобильностью перемещения и накопления в благоприятных структурно-литологических условиях.

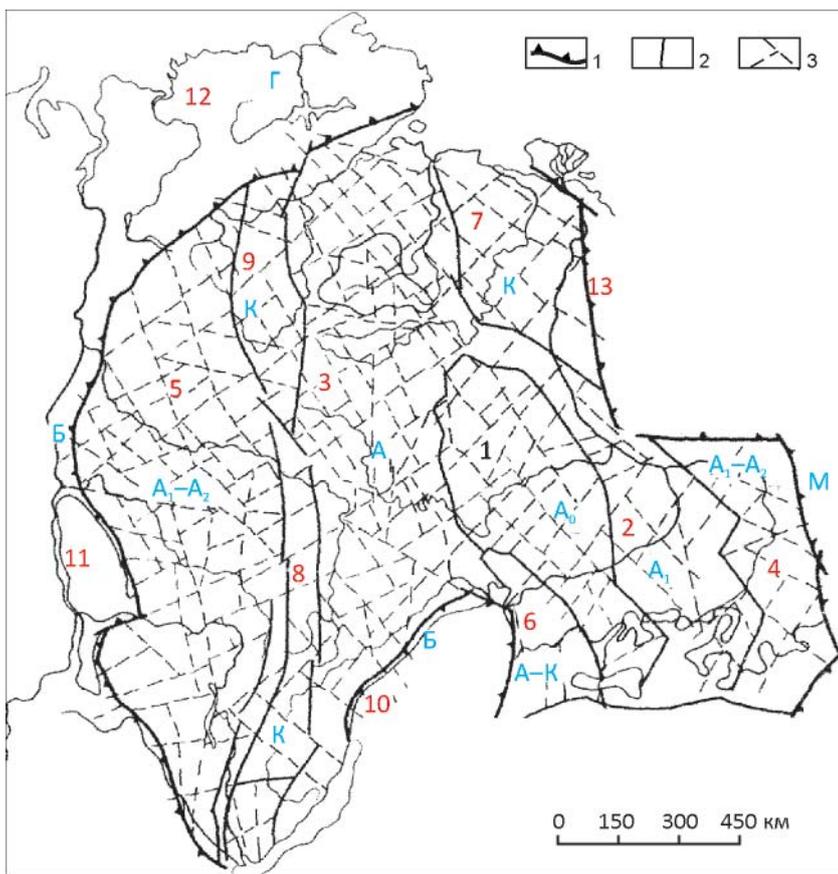


Рис. 1. Схема тектонического районирования фундамента Сибирской платформы (по М. П. Гришину, В. С. Суркову, 1981)

Границы: 1 – платформы, 2 – основных блоков, 3 – разрывные нарушения; складчатые системы кристаллического фундамента платформы: 1 – Алдано-Тимонская (Иенгрский массив, A_0), 2 – Тимптоно-Учурская, A_1 , 3 – Анабарская, A_1 , 4 – Батомгская, A_1-A_2 , 5 – Ангаро-Тунгусская, A_1-A_2 , 6 – Олекминская, $A-K$, 7 – Оленекская, K , 8 – Ангаро-Илимская, K , 9 – Котуйская, K ; складчатые системы обрамления платформы: 10 – Байкало-Патомская, B , 11 – Саяно-Енисейская, B , 12 – Таймырская, G , 13 – Верхоянская, M

В частности, вдоль восточной границы Анабарского блока раннеархейской складчатой зоны фундамента, вероятно существенно подвижной, на Сибирской платформе пригодными для выявления перспективных зон накопления жидких и газообразных углеводородов могут оказаться несколько участков. Начиная с юга в непосредственной близости от трасс ВСТО ниже карманообразного изгиба р. Лена на территории Березовской впадины уже открыты (Бысыхтахское) и могут быть еще обнаружены промышленные скопления углеводородов.

Севернее, вблизи соответствующей петли р. Вилюй уже выявлены Сыгдахское, Усть-Меикское, Шеинское месторождения. Перспективными на выявление новых углеводородных скоплений могут оказаться Восточно- и Западно-Сюльдюкарские, Сосновское, Огулахское, Бахчинское локальные поднятия. Дальше на север вдоль восточного ограничения раннеархейского Анабарского блока фундамента Сибирской платформы в сторону карманообразного участка русла р. Оленек над рассматриваемой зоной активизации можно ожидать наличие продуктивности Онхойдохского, Верхнемархинского, Андойского локальных поднятий, а также осложняющих Верхнетюнгский вал и Южно-Мерчимденский структурный мыс на юго-западном борту Суханской впадины.

Также следует проанализировать возможное влияние на формирование скопления нефти и газа тектонически активного в течение длительного времени трансрегионального Таймыро-Малазийского линеамента [15], ограничивающего с запада ранне-

архейский Анабарский блок фундамента. Его проявление в элементах современной гидросети было охарактеризовано ранее. Практически в зоне его влияния оказываются уже выявленные на юге Сибирской платформы месторождения: гигантское газовое Ковыктинское, первое из выявленных в Лено-Тунгусской провинции газонефтяное Марковское, расположенные севернее Аянское, Дулисьминское, Пилюдинское, Даниловское. Севернее вдоль этого ограничения Анабарского раннеархейского блока фундамента Сибирской платформы могут быть выявлены еще несколько месторождений.

Севернее наибольший интерес представляет Котуйский блок (см. рис. 1), в пределах которого возможны месторождения, обусловленные [12] улавливанием терригенными красноцветными отложениями основания нижнерифейской мукунской серии продуктов преобразования, в начале рифея обогащенных битумами нижнепротерозойских отложений [14]. Взаимоотношение кембрийских, вендских, рифейских и нижнепротерозойских отложений и архейских кристаллических пород хорошо видно на профиле 0344810, совмещенном с полем отраженной энергии и полем средней длины отражателей, который отходит на юго-восток от скв. Чрн-271 (рис. 3, а, б).

Нельзя также исключать возможность обнаружения месторождений нефти и газа вблизи Таймыро-Малазийского регионального линеамента на участке западной границы Анабарской раннеархейской системы рядом с местом резкой смены направ-

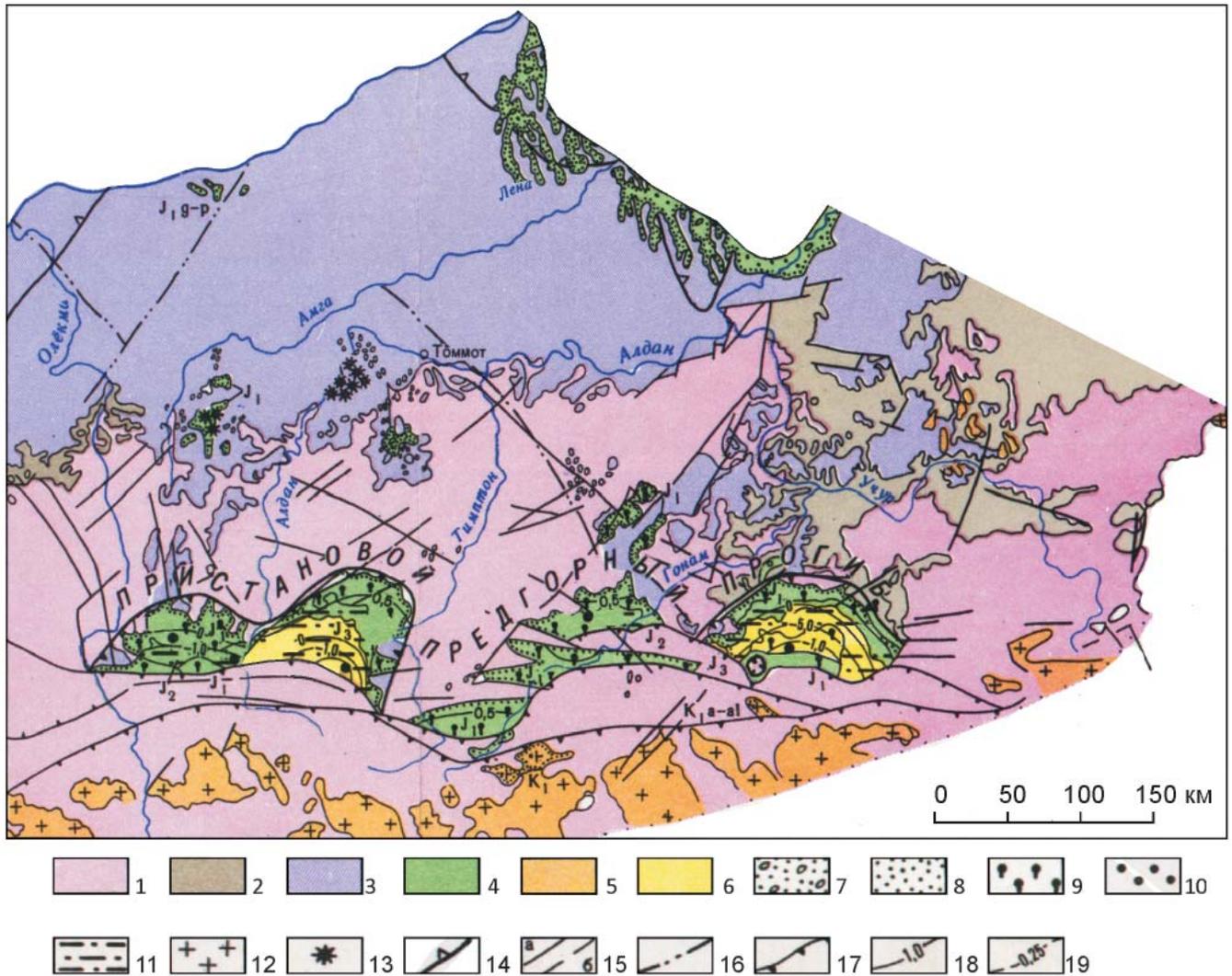


Рис. 2. Фрагмент тектонической карты юрско-мелового мегакомплекса Сибирской платформы

Мегакомплексы: 1 – дорифейский, 2 – рифейский, 3 – вендско-силурийский; юрско-меловой: 4 – миогеосинклиальный, 5 – протоорогенный, 6 – дейтероорогенный; терригенные породы: 7 – песчано-конгломератовые, 8 – алевролитопесчанниковые, 9 – аркозовые, 10 – песчаная каолинит-кварцевая, 11 – угленосная паралическая; вулканогенно-осадочные: 12 – граниты нерасчлененные, 13 – кимберлитовые, 14 – контуры пликативных структур I порядка; дизъюнктивные нарушения: 15 – достоверные (а), предполагаемые (б), 16 – выделяемые по комплексу геолого-геофизических данных, 17 – взбросы, надвиги и фронтальные части шарьяжей; изогипсы подошвы отложений: 18 – юрских, 19 – верхнемеловых

ления течения р. Ниж. Тунгуска с субмеридионального на субширотное неподалеку от Наканновского выступа и Усть-Илимпейского структурного мыса. Кроме того, вероятно перспективен, судя по «Тектонической карте нефтегазоносных провинций Сибирской платформы» (СНИИГГиМС, 2005), Енисей-Хатангский региональный прогиб.

Западная часть Сибирской платформы к северу от устья р. Подкаменная Тунгуска прослеживается далее на левобережье р. Енисей до Игарского выступа байкальской складчатости ее обрамления. Поскольку она была активна в рифейско-фанерозойское время, можно рассчитывать на обнаружение нефтегазоперспективных объектов на правобережье р. Енисей между Ермаковской петлей и устьем Подкаменной Тунгуски. Возникающие в этой зоне скопления углеводородов могут контролироваться надвиговыми дислокациями рифейских

отложений восточных румбов, как в юрско-меловых отложениях левобережья р. Енисей, что позволяет рассчитывать на подток углеводородов из богатейшего юрско-мелового Западно-Сибирского бассейна [13].

Сопоставление тектонических особенностей регионов широкого развития, выдержанных по составу вулканогенных (базальтовых) комплексов на древних платформах, показывает, что практически все они приурочены к крупным отрицательным структурам (синеклизам) платформенного чехла. При этом синклиальное строение в целом характерно не только для самих базальтовых комплексов, но и для подстилающих осадочных пород (рис. 4). В рельефе эти регионы выражены обычно обширными поднятиями. Обращенный характер рельефа базальтовых плато проявляется как в региональном, так и локальном планах, что отмечалось уже давно.

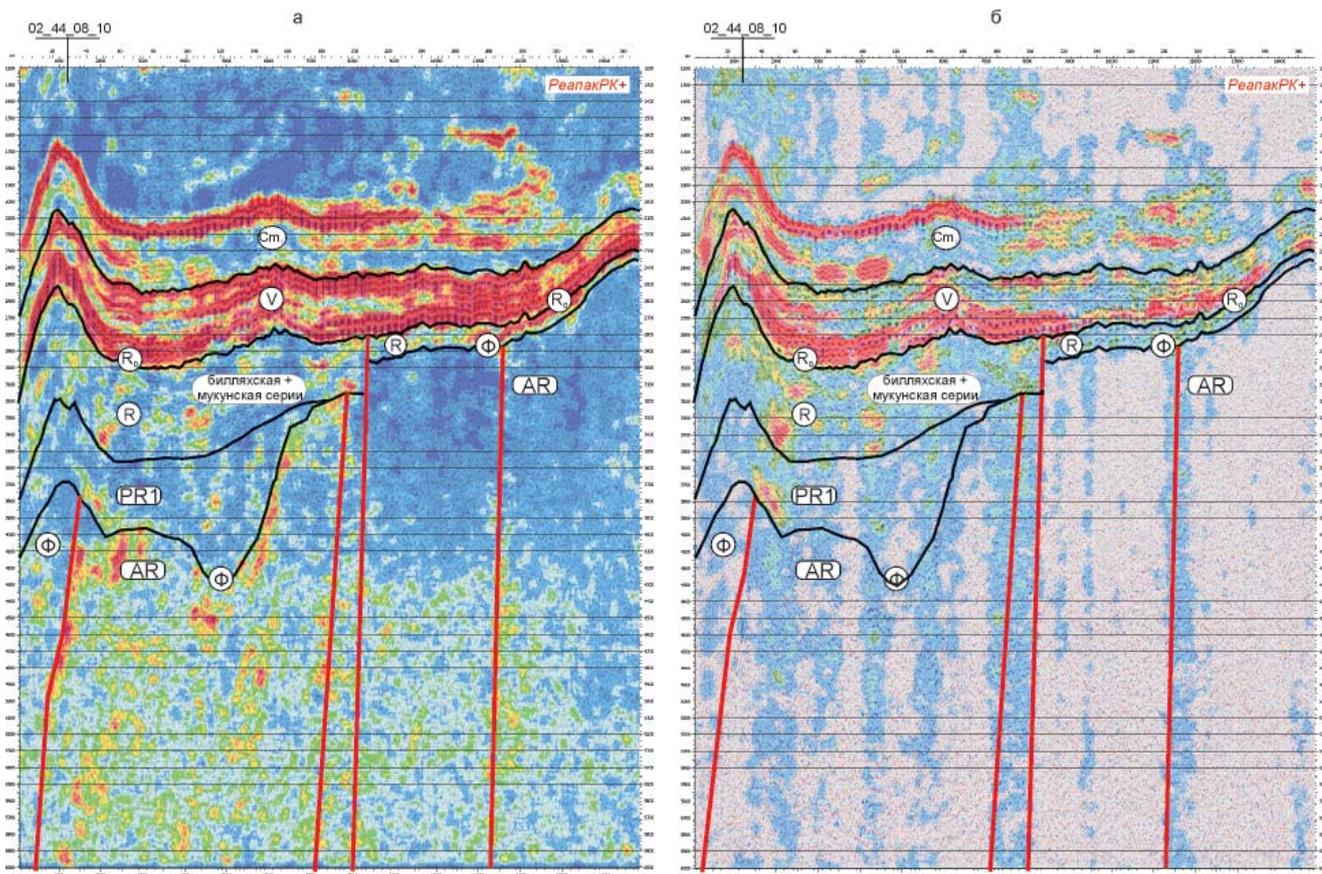


Рис. 3. Разрез ЭКО по профилю 03440810, совмещенный с полем отраженной энергии (а) и полем средней длины отражателей (б)

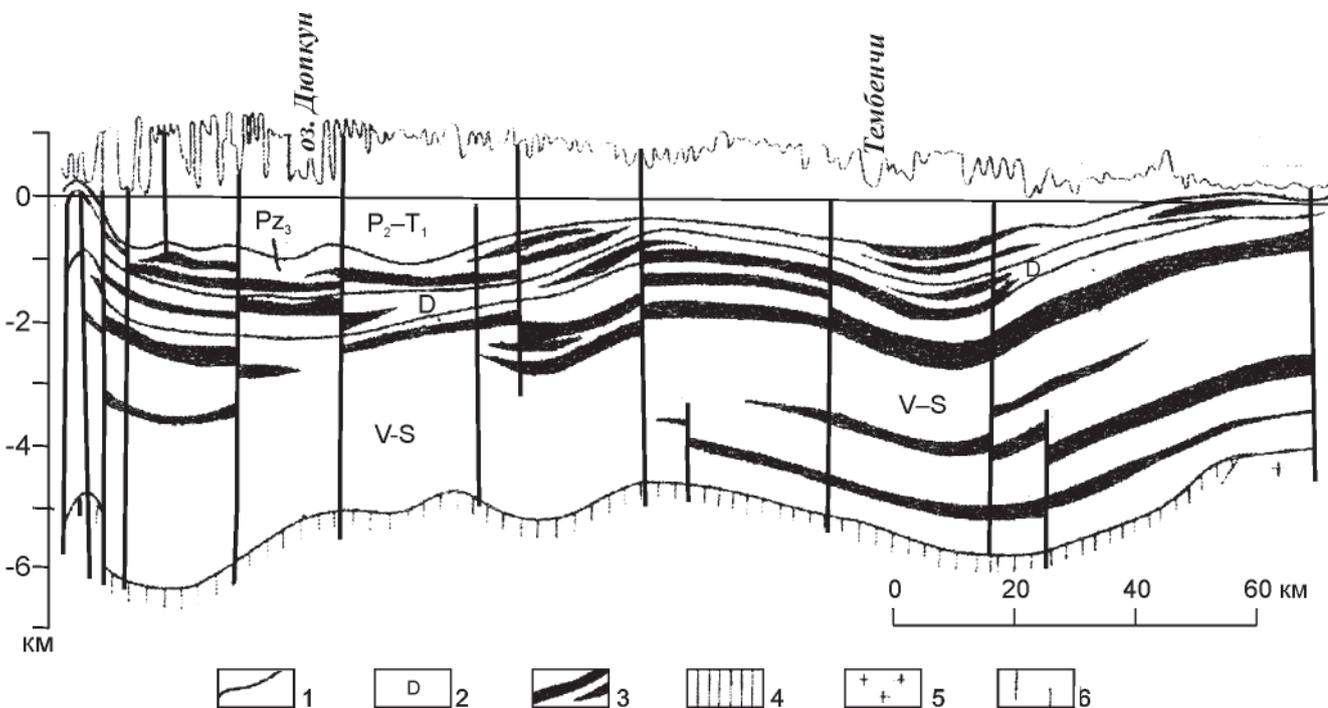


Рис. 4. Схематический профиль вдоль осевой зоны Тунгусской синеклизы
 1 – границы структурных ярусов платформенного чехла; 2 – возрастные индексы структурных ярусов; 3 – трапповые интрузии; 4 – рифейские породы; 5 – породы кристаллического фундамента; 6 – основные разломы

В частности, в Норильском районе на северо-западе базальтового плато Сибирской платформы местные геологи уже в середине 1950-х гг. отмечали соот-

ветствие водоразделов отрицательным структурам рельефообразующих и нижележащих пород, а долин – положительным.

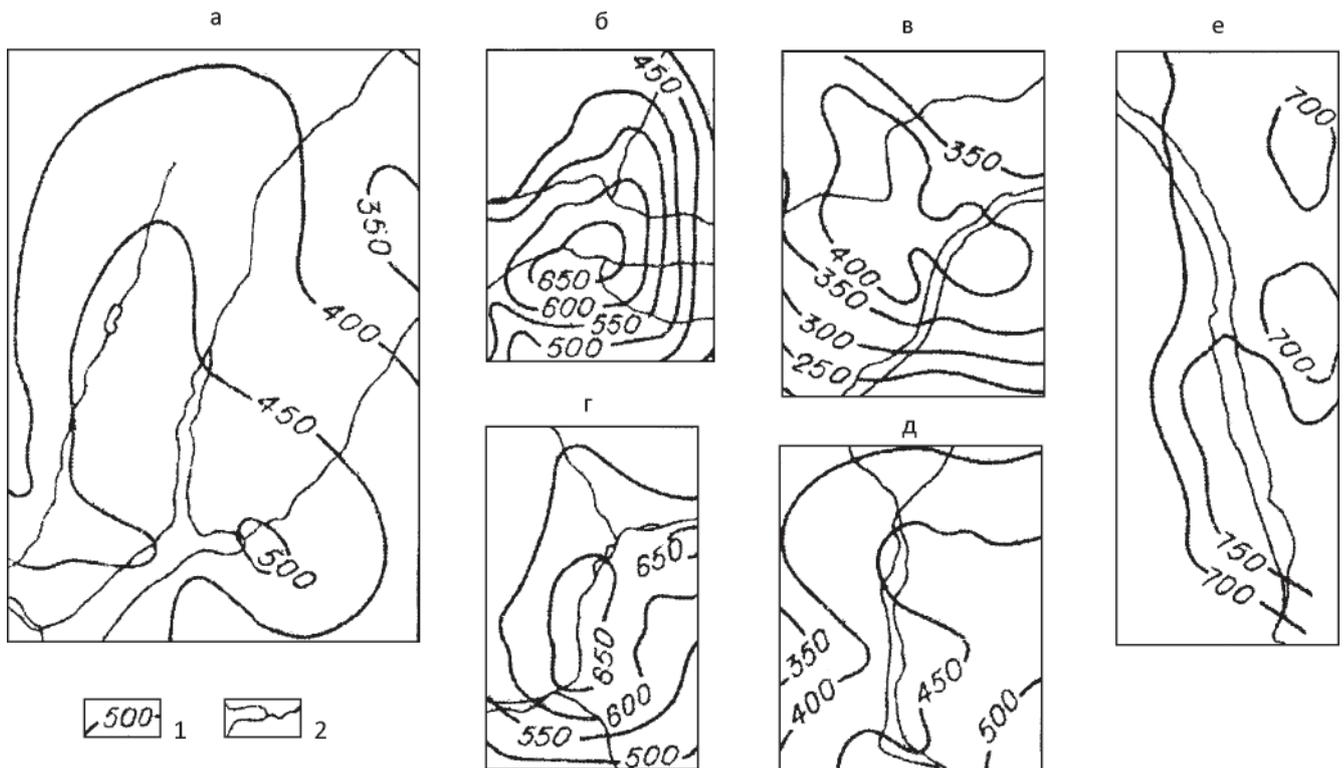


Рис. 5. Примеры соотношения дислокаций и рельефа в пределах базальтового плато Путорана (север Тунгусской синеклизы)

1 – изогипсы маркирующих базальтовых покровов; 2 – основные водотоки и озера; пояснения см. в тексте

Позднее было установлено, что рельеф базальтового плато можно считать обращенным лишь в самом общем виде. Хотя положительные структуры чаще приурочены к крупным долинам рек и озер, пересекающим базальтовое плато, их морфология находится в сложных соотношениях с формами рельефа. Так, например, Агатский структурный мыс по подошве Якталейского маркирующего покрова базальтов охватывает долины северной части оз. Ниж. Агата, крупных притоков Ирбукон и Тымеракан, впадающих в него, а также притока оз. Северное и водоразделов между ними (рис. 5, а). Более контрастное Могадынское локальное поднятие по подошве Надаянского маркирующего покрова базальтов (см. рис. 5, б) приурочено к расширению и изгибу долины оз. Хантайское у впадения в него с севера крупной р. Кутарамакан и с юга – среднего притока р. Могады. При этом юго-западная часть свода поднятия пространственно приурочена к возвышенному базальтовому плато Логанча.

Апикальная часть Наледного поднятия по кровле того же Надаянского покрова (см. рис. 5, в) расположена на водоразделе оз. Дюпкун (Курейское) и р. Наледная на участке их изгиба и сближения с образованием сквозной долины, у которой намечается его сужение. Учитывая, что северо-западная и юго-восточная периклинали поднятия также тяготеют к возвышенному плато, можно считать его в основном не совпадающим с долинами. В отличие от него Якталейское поднятие по подошве Надаянского покрова (см. рис. 5, г) почти полностью контролируется долинами р. Курейка и впадающе-

го в нее с севера крупного притока Яктали. Долины озер Верх. Тембенчи (см. рис. 5, д) и Бельдунчана (см. рис. 5, е) лишь частично охватывают структурные мысы по подошве Якталейского покрова базальтов.

Приведенные примеры характеризуют основные типы соотношений структурного плана базальтовых покровов и современного рельефа в пределах плато северной части Тунгусской синеклизы на северо-западе Сибирской платформы. Судя по публикациям, на базальтовом плато Южно-Американской и Африкано-Аравийской платформ наблюдаются аналогичные соотношения их современного структурного плана и рельефа. В целом для базальтовых плато древних платформ в большинстве случаев характерен рельеф, обращенный относительно их регионального структурного плана. Однако конкретное соотношение последнего с рельефом, так же как и для локальных структур (см. рис. 5), является достаточно сложным. Это хорошо видно на примере северной части Тунгусской синеклизы, где максимальные отметки вершинной поверхности базальтового плато фиксируются не только в ее осевой зоне, но и на северо-восточном борту, что, скорее всего, обусловлено тектоническим влиянием западного выступа Анабарской антеклизы.

Для плато, сложенных многочисленными в различной степени устойчивыми к выветриванию и обычно субгоризонтально залегающими покровами базальтов, характерны террасированные склоны и относительно плоские столовые вершины. Последние нередко принимают за поверхности выравнива-



ния, хотя они могут быть сложены на значительной площади одним и тем же базальтовым покровом. Высота вершинных поверхностей, естественно, не остается постоянной на всей территории базальтового плато. Она ступенеобразно понижается от его центральной части к периферии, что вполне может быть воспринято как система разновозрастных поверхностей выравнивания (соответственно от более древних к более молодым). Подобный подход приводит к выводам об увеличении амплитуды новейших тектонических воздыманий к центру базальтового плато [3]. В действительности, как уже было показано [10], суммарные амплитуды тектонических воздыманий после прекращения траппового вулканизма вплоть до настоящего времени возрастают в прямо противоположном направлении.

Это противоречие не случайно и обусловлено не совсем верной трактовкой разноуровневых вершинных поверхностей базальтового плато. По существу, их плоский рельеф предопределен структурными условиями залегания устойчивых к выветриванию базальтовых покровов. Вообще, структурная террацированность чрезвычайно характерна для базальтовых плато. Выделение в таких условиях истинных поверхностей выравнивания представляет собой необычайно сложную задачу, требующую выполнения значительных объемов полевых работ. Г. И. Худяковым в 1976 г. высказано даже мнение о неправомерности выделения поверхностей выравнивания на базальтовых плато, например, Тунгусской синеклизы. Правда, в основе такого мнения лежит ошибочное представление об образовании этого плато непосредственно во время излияния базальтовых лав.

Подобная точка зрения не согласуется с имеющимся фактическим материалом о динамической обстановке периода активного проявления траппового вулканизма на территории Тунгусской синеклизы. Среди геологических фактов, помогающих реконструировать указанную обстановку, заслуживают упоминания следующие.

1. Под многими из маркирующих базальтовых покровов относительно равномерно (через 150–180 м по разрезу) распространенных в вулканогенной толще на площадях более 100–200 тыс. км² прослеживаются достаточно выдержанные по мощности горизонты туфогенно-осадочных пород с параллельной субгоризонтальной или, реже, линзовидной слоистостью, формирование которых на возвышенных плато крайне маловероятно.

2. На контактах покровов не фиксируется практически никаких признаков расчлененного рельефа, что должно было иметь место хотя бы на отдельных уровнях при излиянии лав на поверхность плато.

3. В толще базальтов встречаются покровы с шаровой отдельностью, что свидетельствует об излиянии лав в водную среду, возможно, огромный мелководный бассейн.

Дополнительную информацию для расшифровки динамической обстановки того периода дают

особенности соотношения трапповых интрузий с вмещающими породами. Прежде всего важно подчеркнуть, что секущие тела траппов (дайки) независимо от мощности практически не сопровождаются смятием вмещающих пород. Больше того, довольно широко распространены образования типа «дайка в дайке» [2], столь характерные для зон растяжения в пределах срединно-океанических хребтов.

Совокупность отмеченных геологических особенностей траппового комплекса Тунгусской синеклизы, на наш взгляд, убедительно свидетельствует о формировании базальтовых покровов на гипсометрическом уровне, близком к базису эрозии, в условиях общего растяжения и постепенного погружения ее территории. И только последующие тектонические движения обусловили появление в рельефе огромного по площади возвышенного плато.

Полученные для базальтовых покровов Тунгусской синеклизы выводы убедительно подтверждаются и материалами по другим платформенным регионам с интенсивным проявлением основного вулканизма. В первую очередь это относится к деканским базальтам Индийской платформы, между покровами которых, по М. С. Кришнану (1954), широко распространены горизонты осадочных пород с морской фауной дат-палеоценового возраста. Большая часть территории распространения деканских базальтов в настоящее время представляет собой возвышенное плато, хотя на западе по разлому они погружаются под более молодые осадки Камбейского залива Индийского океана. Частичное погружение пермско-триасового базальтового комплекса под более молодые юрско-меловые осадки наблюдается и на Сибирской платформе в пределах Енисей-Хатангского регионального прогиба, примыкающего с севера к Тунгусской синеклизе.

Оба отмеченных погружения в тектоническом отношении приурочены к зонам посттрапповой активизации и характеризуются сокращением мощности земной коры и обратным соотношением рельефа поверхностей фундамента (прогиб) и Мохоровичича (поднятие). Вне этих зон базальтовые комплексы испытывают восходящие движения, что обуславливает появление в рельефе возвышенных плато.

Тунгусская синеклиза является крупнейшим возможно нефтегазоносным бассейном Сибири. На северо-западном борту этого бассейна намечается целый ряд локальных поднятий, которые могут оказаться весьма благоприятными ловушками нефти и газа. Среди них по общему структурному положению, размерам, амплитуде, наличию источников высокоминерализованных вод (до 117 г/л) и другим признакам особый интерес для нефтепоисковых работ представляют поднятия западной части Хантайского озера. Геологическое строение этой территории изучали А. И. Корешков (1939), Е. Э. Цуладзе (1940), И. А. Коровяков (1941), Д. Г. Успенский (1944), В. Ф. Дерпгольц (1944), П. С. Фомин и Н. Д. Якименко (1952), Ф. А. Старшинов и С. П. Степанов (1954),

М. Н. Благовещенская (1956), Я. И. Польшин (1960), Н. И. Нагайцева и А. И. Атласов (1962, 1964) и др. Большинство названных исследователей указывали на существование в районе оз. Хантайское крупной антиклинальной структуры, погружающейся в восточном направлении. Эта точка зрения отражена на структурно-тектонической схеме, составленной Н. Н. Нагайцевой и А. И. Атласовым на основе геологической съемки.

При проведении маршрутных исследований в 1963 г. мне удалось выяснить, что в западной части Хантайского озера наблюдается не одна антиклинальная структура, а две, разделенные седловиной. Учитывая большую нефтегазоперспективность этого района для поисков нефти и газа, в 1965 г. сотрудники СНИИГГиМС провели здесь структурную съемку с барометрической привязкой опорных горизонтов [5]. В результате была построена структурная карта по двум основным опорным горизонтам триасовых туфогенно-эффузивных образований (нижний горизонт – кровля туклонской свиты, верхний – кровля надеждинской свиты). Мощность пачки пород, разделяющей указанные горизонты, составляет 270–300 м. На структурной карте (рис. 6) довольно четко видны два поднятия, частично перекрытые водами Хантайского озера.

Одно из них названо нами Хантайским структурным мысом. Ось этого поднятия имеет субширотную ориентировку, шарнир его к западу воздымается. В этом же направлении поднятие по-

степенно расширяется и соединяется с восточным крылом крупной субмеридиональной планантиклинали, которая определяет современную северо-западную границу Тунгусской синеклизы. На участке сочленения Хантайского структурного мыса и указанной планантиклинали проходит субмеридиональная зона разломов глубокого заложения, которая хорошо фиксируется по комплексу геолого-геофизических данных. Свод структурного носа расположен в юго-западном углу озера, частично охватывая окружающий пологий берег. В своде на поверхность выходят породы верхнего и, видимо, среднего палеозоя. Крылья сложены туфогенно-эффузивными образованиями ($P_2(?) - T_1$). Углы падения пород на крыльях составляют 5–10° и до 25–30° в зонах разрывных нарушений. Последние значительно распространены в пределах рассматриваемой антиклинальной структуры. Среди них преобладают нарушения субширотной ориентировки, амплитуда которых достигает 100–150 м. Поверхности сместителей обычно близки к вертикальным. Преобладают разрывы типа сбросов (взбросов). Весьма интенсивно нарушена восточная периклиральная структура в районе выхода на поверхность высокоминерализованных вод. В связи с этим еще в 1941 г. И. А. Коровяков высказал предположение о проявлении на указанном участке соляной тектоники.

Восточнее Хантайского структурного мыса расположено Среднехантайское брахиантиклинальное поднятие, несколько вытянутое в северо-северо-

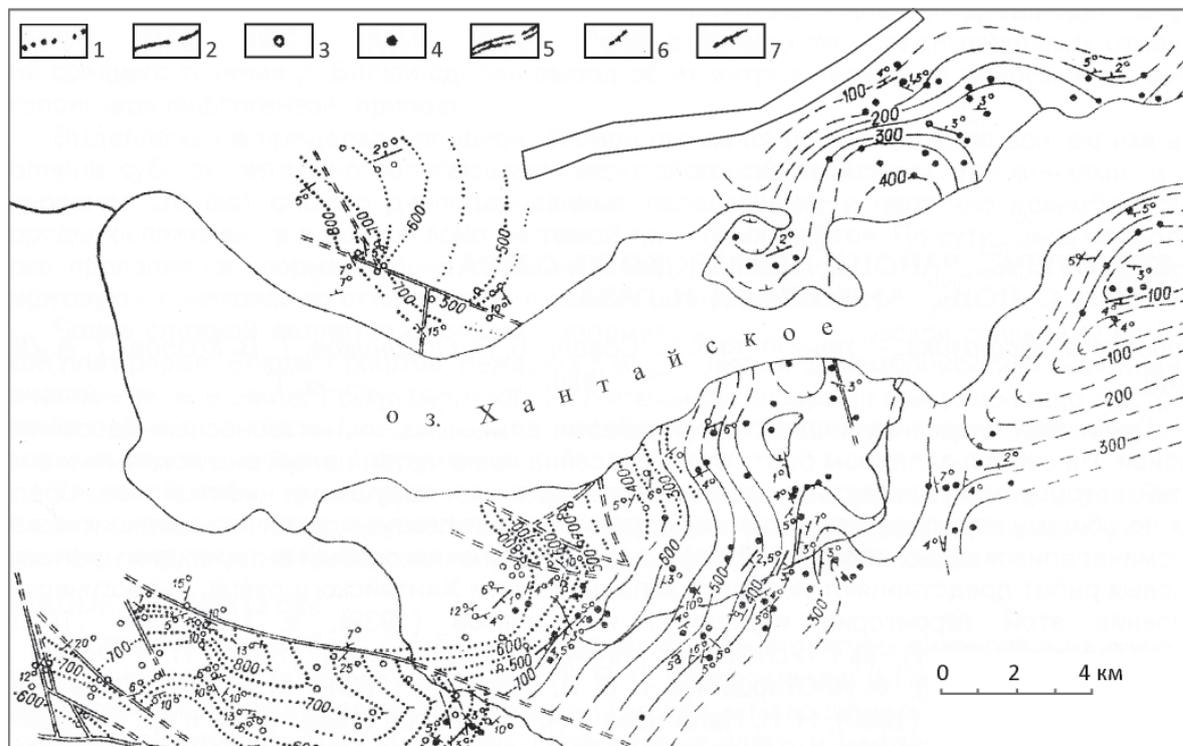


Рис. 6. Структурная карта западной части Хантайского озера (сост.: В. С. Старосельцев, Б. В. Олейников, Г. В. Козлов, А. А. Растегин)

Изогипсы кровли свит: 1 – туклонской, 2 – надеждинской; структурные точки кровли свиты: 3 – туклонской, 4 – надеждинской; 5 – разрывные нарушения; 6 – элементы залегания пород в естественных обнажениях; 7 – элементы залегания пород, определенные по трем точкам



восточном направлении и отделенное от структурного носа субмеридиональной седловиной. В современном эрозионном срезе поднятие полностью сложено туфогенно-эффузивными породами триаса. Углы падения пород на крыльях достигают 3–4°. Разрывные нарушения в пределах поднятия наблюдаются очень редко и имеют незначительную амплитуду. Плоскости сместителей субвертикальны.

Для нефтепоисковых работ весьма интересен вопрос о времени и истории формирования той или иной структурной ловушки. Восстановить нижне- и среднепалеозойский структурный план рассматриваемого участка не представляется возможным из-за отсутствия достоверных данных об особенностях строения разреза соответствующих отложений. По аналогии со смежными с запада участками можно предположить, что здесь в течение всего нижнего и среднего палеозоя существовала область устойчивой седиментации терригенно-карбонатных осадков, суммарная мощность которых, видимо, составляет 4–5 км. Изучение литологии и особенностей строения верхнепалеозойских отложений позволяет предположить отсутствие в это время поднятий значительной амплитуды. Особенно интересны данные по терригенным породам, подстилающим туфогенно-эффузивные образования триаса. Комплексы органических остатков, а также проведенные нами литологические исследования свидетельствуют о том, что туфогенно-эффузивными породами повсеместно перекрыты практически одновозрастные (верхнепермские) отложения. При этом не наблюдается следов значительных размывов и сколько-нибудь значительных угловых несогласий между верхнепалеозойскими терригенными породами и перекрывающими их образованиями. Строение туфогенно-эффузивного комплекса также не позволяет предполагать существование локальных тектонических поднятий на описываемой территории в период его формирования. Следовательно, антиклинальные структуры западной части оз. Хантайское озера были созданы после образования триасовой трапповой формации. Однако отсутствие послетрапповых (кроме четвертичных) отложений не позволяет восстановить историю развития этих структур и конкретизировать их возраст.

Хантайский структурный нос и Среднехантайское поднятие приурочены к наиболее приподнятой бортовой зоне Тунгусской синеклизы и находятся в весьма благоприятных условиях для локализации нефти и газа при латеральной миграции углеводородов. При этом следует учитывать, что, несмотря на слияние Хантайского структурного носа с восточным крылом крупной планантиклинали, миграция углеводородов в сторону последней, видимо, исключена, так как разделяющая эти поднятия зона разломов глубокого заложения насыщена секущими телами траппов и, следовательно, может являться надежным экраном на пути движения нефти и газа. Наличие разрывных нарушений в пределах Хантай-

ского структурного носа должно способствовать вертикальной миграции углеводородов, благодаря чему на интересующей нас территории могли возникнуть многопластовые залежи.

Особенности строения, параметры и структурное положение поднятий района Хантайского озера, а также обилие битумопроявлений в северо-западной части Тунгусской синеклизы позволяют считать эти структуры первоочередными объектами для нефтепоисковых работ в Норильском районе.

Большинство богатейших скоплений нефти так или иначе связано с тектонически активными обширными прогибаниями земной коры. Расположены такие скопления как в осевых зонах последних, так и на их бортах или даже на смежных поднятиях. Примерами крупных скоплений нефти на бортах тектонически активных прогибов являются Ромашкино (западный борт Предуральского краевого прогиба в России) и Хавар (юго-западный борт бассейна Персидского залива за рубежом), в центральной зоне таких прогибов – Самотлор в центральной зоне Западно-Сибирской мегасинеклизы (Россия), Ахваз (Персидский залив) и Хасси-Мессауд (Сахаро-Восточный Средиземноморский бассейн).

Являясь типичным флюидом, нефть обладает большой подвижностью, что обуславливает возможность формирования ее скоплений на значительном удалении от мест генерации. В ходе геологической истории при различных тектонических перестройках происходит существенное перемещение нефти и, соответственно, пространственное перераспределение ее скоплений.

Образование огромной (около 1,2 млн км²) Тунгусской области прогибания на северо-западе Сибирской платформы происходило в две стадии, тектонически существенно различающиеся. Первая охватывала временной диапазон от среднего карбона до поздней перми, в течение которого накопилась терригенная угленосная формация суммарной толщиной до 400–500 м, а на западе – до 800–1000 м. И хотя средняя скорость компенсированного осадками прогибания была не очень высокой (5–10 м/млн лет), эта стадия характеризовалась существенной, особенно на западном борту, активностью дифференцированных структуроформирующих движений. Амплитуды кулисообразно расположенных на западном борту синеклизы валов, судя по суммарной толщине размывов в их осевых зонах отложений, в это время достигали 1,5–2,0 км, а углы наклона нижнепалеозойских пород на крыльях – 2–3°.

Вторая стадия прогибания Тунгусской синеклизы резко отличалась от первой. В формационном отношении в это время накопился комплекс туфогенно-эффузивных пород основного состава суммарной толщиной от 0,5–1,0 км на ее юге до 3,0–3,5 км – на севере. Скорость его накопления за 1 млн лет превышала указанные величины, так как по геологическим и палеомагнитным данным период их накопления не превышал 800 тыс. лет. Режим

тектонических движений в это время характеризовался крайне слабой дифференцированностью и господством всестороннего растяжения, включая подземное компенсирование (по Ю. А. Косыгину) прогибания пластовыми интрузиями долеритов. В результате осадочные породы палеозоя и рифея, подстилающие туфогенно-эффузивный комплекс, испытали относительно кратковременное, но значительное по амплитуде погружение. Это не могло повлиять на степень катагенеза органического вещества и преобразование уже сформированных скоплений углеводородов.

В дальнейшем вплоть до настоящего времени территория Тунгусской синеклизы испытывала дифференцированный относительный подъем с формированием возвышенного (до 1,0–1,7 км) расчлененного плато с преобладающим обращенным рельефом. Располагавшиеся на его северо-западном и северо-восточном склонах самые глубоко врезаемые долины сформировались над наиболее приподнятыми (до 2,5–2,8 км) и, соответственно, нарушенными разрывными зонами. В тектоническом отношении последние являлись вало- или сводообразными поднятиями. Смена преимущественного (относительно кратковременного) прогибания Тунгусской синеклизы в период накопления туфогенно-эффузивного комплекса на общее длительное дифференцированное поднятие произошла практически сразу после завершения интенсивных вулканических процессов. Об этом, в частности, свидетельствует появление в Фадьюкудинском грабене на Таймыре [7] конгломератов с обильной галькой пород трапповой формации в основании отложений индского яруса раннего триаса. Не противоречит и появление на северных склонах базальтового плато Тунгусской синеклизы терригенных нижнемеловых отложений, вложенных в современные расчленяющие его речные долины. Причиной столь быстрой инверсии тектонических движений могло быть изостатическое всплывание [10] относительно легких пород основания земной коры, погружившихся в расположенные в мантии и освободившиеся от трапповой магмы во время ее поступления к поверхности огромной камеры. Аналогичная инверсия тектонических движений происходила практически во всех областях интенсивного траппового магматизма: плато Декан на Индийской платформе, Карру на юге Африки, Парана в Южной Америке, Колумбия в Северной.

Ранее было показано [10], что областям интенсивного проявления магматизма выдержанного основного состава (бассейны Тунгусский, Парана, Мараньон, Карру) свойственно длительное (100–300 млн лет) предшествующее компенсированное осадками прогибание, в 2–3 раза и более превосходящее по амплитуде прогибание периода магматизма. Для оценки нефтегазового потенциала очень важно оценить пространственное распределение, конфигурацию и тектоническую активность прогибаний разных этапов, предшествующих интенсивному

магматизму. На территории Тунгусской синеклизы по структурно-вещественным характеристикам обособляются рифейский, венд-среднепалеозойский, позднепалеозойский и раннетриасовый этапы компенсированного прогибания и постраниасовый этап дифференцированного подъема, сопровождаемого эрозией. Все эти этапы могли оказывать существенное влияние на образование, миграцию и формирование скоплений углеводородов, включая их последующие изменения вплоть до разрушения.

Так, рифейские глубокие прогибы формировались на западной и северо-восточной окраинах Тунгусской синеклизы, соединяясь между собой на ее юге и юго-востоке. Вдоль ее западной окраины формировался Приенисейский (перикратонный для Сибирской платформы) прогиб с суммарной толщиной рифейских осадков до 3,0–3,5 км. За пределами платформы суммарная толщина рифейского комплекса увеличилась до 10–12 км и более. На территории бассейна нижнего течения р. Ангара, где граница платформы образовывала входящий (по Н. С. Шатскому) угол, глубокий рифейский прогиб проникал на территорию юга Тунгусской синеклизы сначала в восточно-северо-восточном направлении, а затем вблизи пос. Ванавара поворачивал на север и продолжался, судя по результатам опорных профилей сейсморазведки, до широтного течения р. Ниж. Тунгуска и предположительно, до соединения с субмеридиональным Котуйским прогибом [11] на северо-восточном борту Тунгусской синеклизы. В целом этот глубокий (до 3–5 км и более) прогиб, который может быть назван Ангаро-Котуйским, является внутриплатформенным.

Охарактеризованная региональная дифференциация глубин позднепалеозойского прогибания территории Тунгусской синеклизы в значительной мере осложнялась относительным крупноамплитудным ростом валообразных поднятий на северо-западном (Рыбнинский и Пашкинский валы) и северо-восточном (Чангодинский вал) бортах Тунгусской синеклизы (рис. 7). Их амплитуды достигали 1,5–2,0 и 0,4–0,6 км соответственно.

Описанная дифференциация тектонических движений могла принципиально изменить господствующее направление миграции углеводородов в северной части Тунгусской синеклизы, особенно на ее северо-западном борту. Появление в пределах последнего контрастных поднятий, скорее всего, обусловило появление кулисообразно расположенных вдоль северо-западного борта синеклизы новых зон, благоприятных для накопления углеводородов. При этом предшествующая росту палеоподнятий миграция углеводородов на юго-восток в сторону центральной области Курейской синеклизы могла в значительной мере сменить направление в сторону вновь возникших поднятий.

Относительно кратковременное (менее 1 млн лет) глубокое (до 3,0–3,5 км) погружение северо-западных и северо-восточных районов Тунгусской си-

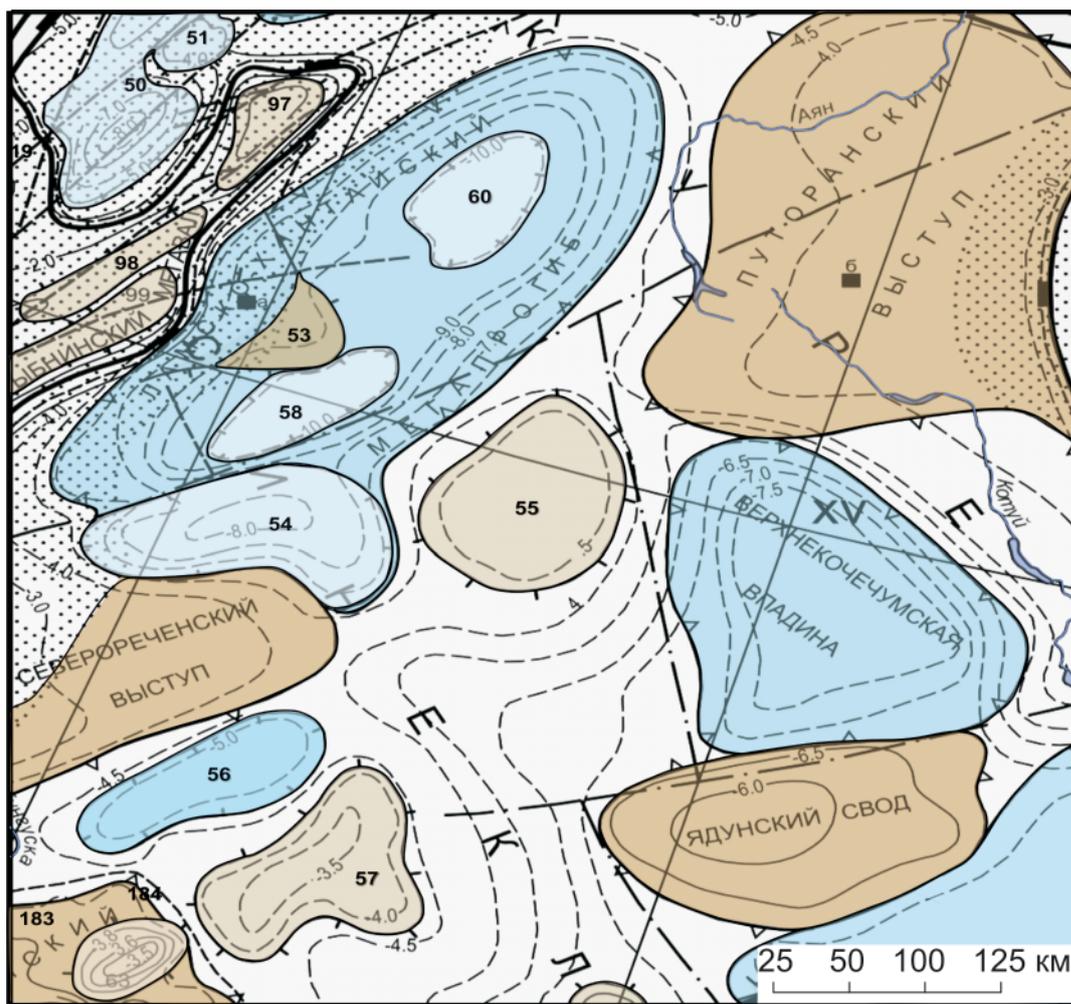


Рис. 7. Схема тектонического районирования севера Курейской синеклизы

Границы структур: 1 – надпорядковых, 2 – первого порядка, 3 – второго порядка (50 – Норильско-Вологодчанский прогиб, 51 – Южно-Пясинское куполовидное поднятие, 53 – Хантайский структурный мыс, 54 – Курейская котловина, 55 – Анамское куполовидное поднятие, 56 – Нижнетунгусский прогиб, 57 – Бильчанское куполовидное поднятие, 58 – Кулюмбинская котловина, 60 – Верхнекетская котловина, 63 – Нимдинский вал); 4 – изогипсы подошвы венд-кембрийских отложений; 5 – разрывные нарушения по геологическим (а) и геолого-геофизическим (б) данным; 6 – рифейские прогибы; 7 – первоочередные нефтегазоперспективные объекты: Хантайский (а) и Верхнехугдякитский (б)

неклизы в раннем триасе при проявлении интенсивного траппового магматизма могло увеличить стратиграфический диапазон генерации углеводородов и активизировать процессы их миграции, особенно вертикальной. Увеличение стратиграфического диапазона генерации обусловлено не только кратковременным повышением регионального геотермического градиента, но и погружением в область нефтяного окна ордовикско-силурийских и более молодых палеозойских горизонтов. Активизация процессов миграции углеводородов является, с одной стороны, следствием палеосейсмичности территории интенсивного проявления траппового магматизма, с другой – практически совпадением механизма переточка траппового расплава и углеводородных флюидов в условиях всестороннего растяжения.

Очень важный для миграции и локализации углеводородов этап начался сразу же после завершения на территории Тунгусской синеклизы интенсивного траппового магматизма. Практически вся она испытала дифференцированный подъем, в результате чего на северо-западной ее окраине сформировалось контрастное (амплитудой более 2,5 км) Приенисейское краевое поднятие, а на северо-востоке – региональный относительно крутой подъем в сторону Анабарской антеклизы. Естественно, что длительное (свыше 180 млн лет) существование указанных крупных поднятий не могло не оказывать определяющего влияния на концентрацию углеводородов. При этом нужно учитывать существование в подстилающих триасовый туфогенно-эффузивный комплекс осадочных породах палеозоя (а частично



и рифея) сети пластовых (силлы) и секущих (дайки) трапповых интрузий.

Как показали целенаправленные исследования [8], интрузии траппов при остывании образуют приконтактные зоны повышенной трещиноватости и проницаемости. Центральные же зоны интрузий, напротив, обладая меньшей трещиноватостью, могут формировать надежные экраны для перемещения углеводородов. При наличии даек, секущих всю толщу осадочных пород до дневной поверхности, велика вероятность интенсивных вертикальных перетоков нефти и газа вплоть до полного разрушения их скоплений. В ситуациях, когда дайки являются подводными каналами для силлов, на моноклиналях могут образовываться ловушки и целые зоны накопления углеводородов [8].

С учетом изложенных особенностей строения территории интенсивного проявления траппового магматизма перспективы нефтегазоносности Тунгусской синеклизы наиболее высокие в северной, наиболее погруженной ее части. Именно здесь в палеозое было наиболее глубокое и практически непрерывное компенсированное осадками прогибание. В связи со значительной долей эффузивных (базальты) фаций трапповой формации объем внедрений трапповой магмы в подстилающие палеозойские породы не превышает 3,0–8,0% общей их толщины, что существенно снижает ее температурное воздействие на органическое вещество. Дополнительные объемы углеводородов могли поступать в палеозойские резервуары из их возрастных аналогов, глубоко погруженных в юрско-меловое время на территории смежного с севера Енисей-Хатангского регионального прогиба. Нельзя также не учитывать, что базальтовый комплекс севера Тунгусской синеклизы может являться надежным региональным экраном для флюидов, мигрирующих во всей подстилающей палеозойской толще.

При такой сложной истории тектонического развития севера Тунгусской синеклизы необходим тщательный анализ изменений во времени направлений миграции углеводородов и условий для формирования зон их накопления.

Судя по конфигурации Приенисейского и Ангаро-Котуйского рифейских прогибов, миграция образовавшихся в них в позднем рифее углеводородов, скорее всего, была направлена к их бортовым зонам. Отсутствие в разрезе рифейских отложений надежных флюидоупоров и интенсивная их нарушение разрывными нарушениями не позволяет надеяться на формирование здесь значительных скоплений углеводородов. На следующем вендсилурийском этапе геологического развития территорий северных районов Тунгусской синеклизы генерации углеводородов, судя по амплитуде компенсированного осадками их прогибания, могла происходить в верхнерифейских, вендских и нижнекембрийских отложениях. К сожалению, объем горизонтов с высоким содержанием органического

вещества в этих отложениях невелик, а такие надежные флюидоупоры, как каменные соли здесь отсутствуют. Поэтому миграция образовавшихся порций углеводородов из наиболее погруженных северо-западных районов Игаро-Хетского перикратонного опускания преимущественно в юго-восточном направлении, где еще не существовало обособленных крупных поднятий, вряд ли могла привести к формированию значительных скоплений нефти и газа.

Положение несколько изменяется в девонско-раннекаменноугольное время, когда на большей части Игаро-Хетского перикратонного опускания откладывались каменные соли, а обогащенные органическим веществом нижнесилурийские отложения были погружены глубже 1,0–1,5 км. И хотя в это время еще не формировались обособленные крупные поднятия как потенциальные зоны нефтенакпления, миграция углеводородов из наиболее погруженных северо-западных районов продолжавшего формироваться Игаро-Хетского перикратонного опускания на юго-восток могла обусловить их скопление в благоприятных литолого-стратиграфических условиях. Не случайно на первой же и пока единственной, где пробурены первые колонковые скважины, Ледянской площади [4] у юго-восточной границы Игаро-Хетского перикратонного опускания установлены массовые проявления капельно-жидкой нефти в трещинно-каверновых органогенных известняках венлокского яруса нижнего силура, кварцевых песчаниках нижнего – среднего ордовика и подсолевых трещинно-каверновых известняках девона.

Продолжавшаяся в позднем палеозое в обогащенных органическим веществом отложениях нижнего палеозоя генерация углеводородов протекала уже в существенно изменившихся тектонических условиях. На северо-западе и северо-востоке синеклизы появились контрастные (особенно в первом случае) валобразные поднятия [10], расположенные на путях миграции углеводородов из смежных глубоких прогибов. При этом расположенные на северо-западе поднятия обусловили изменение направления миграции с северо-восточного на северо-западное. На северо-востоке мог появиться дополнительный барьер на путях преимущественно юго-восточного направления миграции. Возникает вопрос, могли ли в пределах позднепалеозойских поднятий формироваться крупнообъемные скопления нефти и газа. К сожалению, в большинстве из них (Рыбнинское и Пашкинское на северо-западе, Чангодинское на северо-востоке) – не могли, что обусловлено размывом в их апикальных зонах надежных девонских флюидоупоров, представленных пластами каменных солей. Каких-либо сведений о появлении позднепалеозойских поднятий во внутренних районах севера Тунгусской синеклизы, где могли существовать эти флюидоупоры, пока не известно. Поэтому, несмотря на активизацию в позднем палеозое структурно-формирующих тектонических движений, в это время трудно выделить на



севере Тунгусской синеклизы перспективные зоны нефтенакопления этого времени.

Очень важным для формирования потенциальных зон нефтенакопления оказался этап интенсивного раннетриасового траппового магматизма. Помимо активизации процессов миграции углеводородов, обусловленной господством в это время всестороннего растяжения [10], совокупность пластовых (силлов) и секущих (даек) трапповых интрузий образовала объемную сеть дополнительных экранов для углеводородов и путей их вертикальной и латеральной миграции. Особый интерес представляют и расположенные на моноклиналях и, что еще важнее, в осевых зонах структурных выступов и мысов на северо-западных и северо-восточных бортах Тунгусской синеклизы пространственные комбинации силлов и даек, подводящих для них магматический расплав. Теоретическое обоснование [11] специфических трапповых ловушек и зон нефтегазонакопления для Тунгусской синеклизы убедительно подтверждено в бассейне р. Парана на Южно-Американском континенте, где в такой же ловушке на глубине 4200 м в песчаниках формации Фурнас было обнаружено крупное газовое скопление.

Большая вероятность существования подобных условий для концентрации углеводородов на бортах Тунгусской синеклизы позволяет с учетом особенностей их геологического строения предварительно наметить перспективные объекты для постановки геофизических работ и глубокого параметрического, а затем и поискового бурения: первоочередными являются Хантайский структурный мыс на северо-западном борту Тунгусской синеклизы и Верхнехугдякитское куполовидное поднятие на северо-восточном (см. рис. 7) [6]. Активное формирование этих поднятий происходило после завершения магматических процессов на фоне значительного относительного воздымания северо-западной и северо-восточной бортовых зон Тунгусской синеклизы. Очаги генерации углеводородов для них приурочены к глубоко прогнутым крупным отрицательным структурам севера Тунгусской синеклизы (Ламско-Хантайскому мегапрогибу и Верхнекочечумской впадине (см. рис. 7) и частично к еще более прогнутому в юрско-меловое время Енисей-Хатангскому региональному прогибу. Судя по нефтепроявлениям на Ледянской площади, ориентировочный объем извлекаемых преимущественно жидких углеводородов на Хантайской площади может превышать 1 млрд т УУВ, а на Верхнехугдякитской – 2 млрд т УУВ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Геология** нефти и газа Сибирской платформы / под ред. А. Э. Конторовича, В. С. Суркова, А. А. Трофимука. – М.: Недра, 1981. – 552 с.

2. **Куренков С. А.** Сложные дайковые комплексы мезозойских траппов бассейна р. Нижняя

Тунгуска // Докл. АН СССР. – 1984. – Т. 279, № 6. – С. 1436–1440.

3. **Новейшая** тектоника нефтегазоносных областей Сибири / под ред. Н. А. Флоренсова, И. П. Варламова. – М.: Недра, 1981. – 240 с.

4. **Новые** материалы по стратиграфии докембрия и кембрия северо-востока Тунгусской синеклизы / Т. А. Дивина, Л. И. Егорова, А. А. Салихов и др. // Геология и геофизика. – 1996. – Т. 37. – № 7. – С. 23–33.

5. **О структурах** района Хантайского озера в связи с поисками нефти и газа / В. С. Старосельцев, Б. В. Олейников, Г. В. Козлов, Т. А. Дивина // Геология и геофизика. – 1968. – № 9. – С. 1165–1171.

6. **Предпосылки** обнаружения гигантского скопления нефти на северо-востоке Тунгусской синеклизы / В. С. Старосельцев, Т. А. Дивина, В. И. Вожов, Г. Н. Кулиш // Нефтегазоносные бассейны Западно-Тихоокеанского региона и сопредельных платформ. Сравнительная геология, ресурсы и перспективы освоения: Первая Международная конференция 21–26 апреля 1996 г.). – СПб., 1998. – С. 127–132.

7. **Погребницкий Ю. Е.** Палеотектонический анализ Таймырской складчатой области. – Л.: Недра, 1971. – 248 с.

8. **Старосельцев В. С.** Влияние посттрапповых тектонических движений на миграцию углеводородов в Тунгусской синеклизе // Геология и геофизика. – 1978. – № 9. – С. 49–58.

9. **Старосельцев В. С.** Мезозойско-кайнозойские тектонические движения северной части Тунгусской синеклизы в связи с оценкой ее нефтегазоносности // Новейшая тектоника Сибирской платформы и ее влияние на нефтегазоносность. – М.: Наука, 1985. – С. 56–64.

10. **Старосельцев В. С.** Тектоника базальтовых плато и нефтегазоносность подстилающих отложений. – М.: Недра, 1989. – 259 с.

11. **Старосельцев В. С.** Актуальные проблемы тектоники нефтегазоперспективных регионов. – Новосибирск: Наука, 2008. – 212 с.

12. **Старосельцев В. С., Кроль Л. А.** Раннепротерозойский комплекс севера Ангаро-Котуйского рифтогенного рифейского прогиба и его возможное влияние на нефтегазоносность // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2014. – № 2 (18). – С. 16–24.

13. **Старосельцев В. С.** Западно-Сибирский бассейн – возможный источник битумов Туруханского горста // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2016. – № 3 (27). – С. 24–30.

14. **Шпунт Б. Р., Нужнов С. В.** О нижнем протерозое северо-востока Сибирской платформы // Сов. геология. – 1973. – № 12. – С. 144–147.

15. **Brock V. B.** World Patterns and Lineaments // Transactions of the geological society of South Africa. – 1957. – Vol. 60. – P. 127–1175.

© В. С. Старосельцев, 2017