

УДК 553.98.042 (571.56)

**Арчegov В.Б.**Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В. Плеханова (технический университет), Санкт-Петербург, Россия [varchegov@spmi.ru](mailto:varchegov@spmi.ru)

## **БЛОКОВАЯ ДЕЛИМОСТЬ И ИСТОЧНИКИ НЕФТИ НА ЮГЕ АНАБАРСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ В СВЯЗИ С РАЗВИТИЕМ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ**

*Обеспечение строящегося трубопровода ВСТО требует развития нефтегазового комплекса Сибирской платформы. Рассмотрено геологическое строение перспективной на нефть и газ Анабарской антеклизы. Особое внимание уделено естественным источникам нефти и рекомендациям по освоению кюэнеликянской площади.*

**Ключевые слова:** Сибирская платформа, Анабарская антеклиза, геологическое строение, разломы, блоки, нефть, газ, источники нефти, битумы, нефтегазоносность, проектный разрез, скважины.

### **Общие сведения**

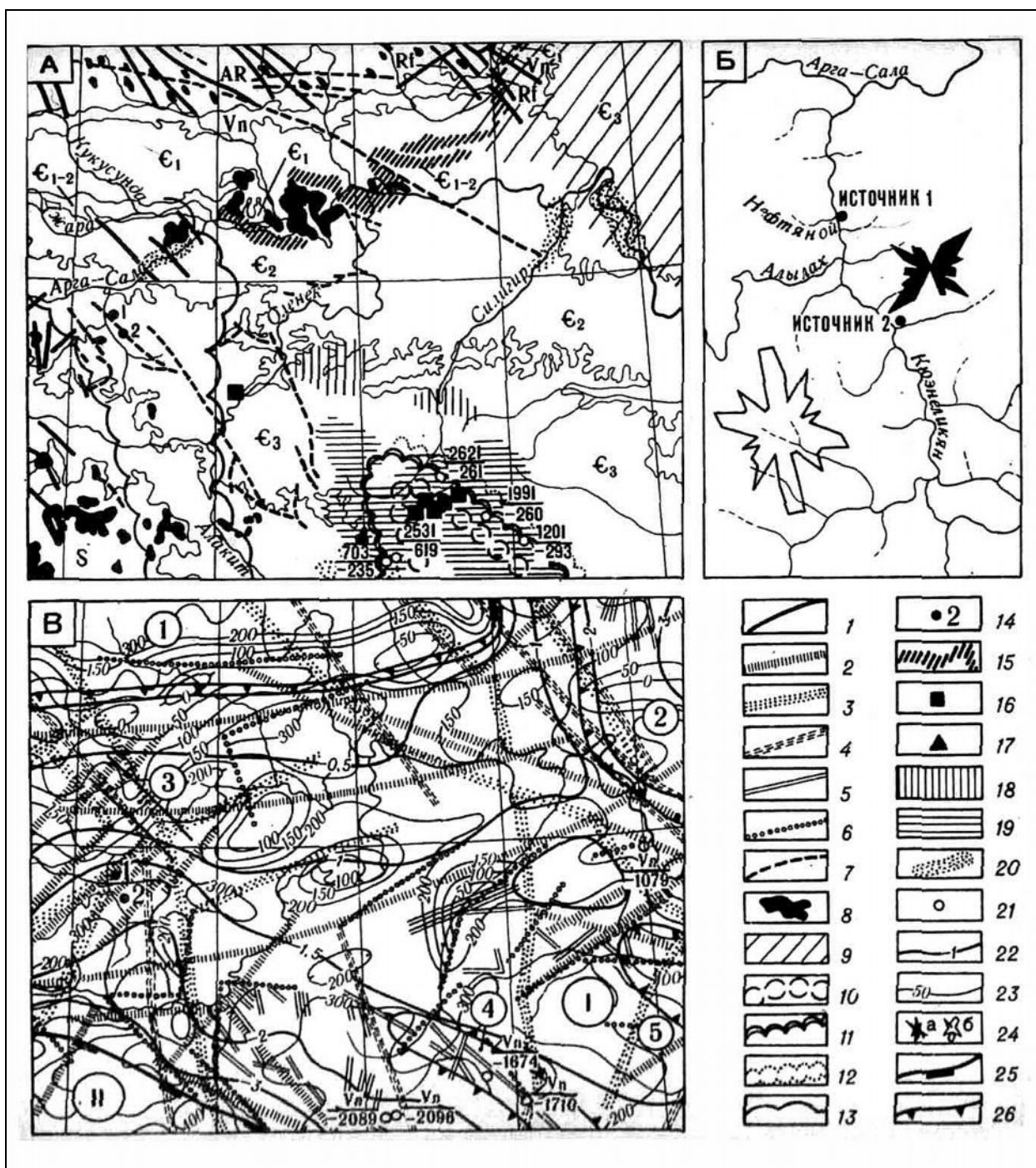
На территории Анабарской антеклизы в карбонатных и терригенных отложениях верхнего протерозоя, палеозоя и мезозоя выявлены многочисленные нефте-, битумо- и газопроявления, свидетельствующие о ее былой и настоящей нефтегазоносности. В этом отношении весьма интересна центральная часть южного склона антеклизы, охватывающая площадь между Анабарским сводом и Сюгджерской седловиной. Здесь, в бассейне р.Кюэнеликян (правый приток р.Арга-Сала в ее верхнем течении<sup>1</sup>), находятся естественные источники жидкой нефти - уникальные природные объекты Сибирской платформы (рис. 1). Попытки их изучения в связи с проблемой нефтегазоносности южного склона антеклизы предпринимались неоднократно [16, 17, 18].

Район кюэнеликянских источников нефти сейсморазведкой и бурением не изучен. Характеристика его строения опирается на данные изучения обнажений, анализ магнитного и гравитационного полей, а также на сведения о геологическом строении и нефтегазоносности сопредельных площадей Анабарской антеклизы и Сюгджерской седловины, в пределах которых в той или иной мере осуществлены сейсмические исследования и глубокое бурение [3, 10, 12]

### **Геологическое строение Анабарской антеклизы, структурно-тектонические и литолого-стратиграфические условия нефтегазоносности**

Фундамент Анабарской антеклизы является гетерогенным и разновозрастным по времени консолидации образованием с отчетливой блоковой делимостью [1, 2, 15].

<sup>1</sup> р. Кюэнеликян - карты масштабов 1:100000 и 1:2500000 ГУГК 1956 г. и 1976 г., соответственно. Так же называется и левый приток р. Арга-Сала в ее нижнем течении.



**Рис. 1. Геологическое строение южного склона Анабарской антеклизы**

«А» - Схема нефте-, газо- и битумопроявлений и распространения рифогенных комплексов (на основе геологической карты СССР масштаба 1:2500000, Мингео СССР, 1982 г.); «Б» - Схема расположения естественных источников жидкой нефти; «В» - Структурная схема.

1–6 - разломы и зоны разломов, выделенные в результате анализа данных: 1 - геологической съемки, 2 - магнитного поля  $\Delta T_a$  по методу НСЧФ, 3 - гравитационного поля  $\Delta g$ , 4 - линейных аномалий  $\Delta T_a$ , частично совпадающих с линейными аномалиями  $\Delta g$ , 5 - сейсморазведки (МОГТ, МОВ), 6 - амплитуд новейших тектонических движений; 7 - дайки; 8 - интрузивные породы; 9 - площадь распространения рифейских отложений; 10–12 - границы барьерных рифов (по М.И.Дорману и др. [13]): 10 - алданского, 11 - ленско-амгинского и 12 - майского возрастов; 13 - предполагаемые границы «кындынского» рифогенного комплекса; 14 - естественные источники жидкой нефти и их номера; 15 - выходы куонамской битуминозной карбонатно-сланцевой формации на дневную поверхность; 16–20 - нефте-, газо- и битумопроявления (по К.К. Макарову и др. [16, 18] с

дополнениями автора): 16 – капельно-жидкая нефть по кавернам и трещинам, 17 – асфальтит по кавернам, порам и трещинам, 18 – выходы пород с содержанием битума 0,5-2% и более, 20 – зоны газопроявлений; 21 – скважины: на схеме «А», вскрывшие рифогенную толщу – в числителе номер, в знаменателе отметка поверхности рифогенной толщи; на схеме «В», вскрывшие кристаллический фундамент – в числителе индекс возраста отложений, залегающих на фундаменте, в знаменателе абсолютная отметка поверхности фундамента, м; 22 – изогипсы поверхности фундамента, км; 23 – изолинии амплитуд новейших движений, м (по И.В.Рейнину, 1985); 24 – розы-диаграммы: а – тектонической трещиноватости пород, б – линейных элементов орогидрографии; 25-26 – границы структурных форм: 25 – региональных, 26 – субрегиональных.

Наименование структурных форм (цифры в кружках): I – Анабарская антеклиза, II – Сюгджерская седловина; 1 – Анабарский свод, 2 – Суханская впадина, 3 – Арга-Салинский горст, 4 – Мархинский мегавал, 5 – Мунская впадина.

Рассматриваемая часть антеклизы принадлежит крупнейшему «анабарскому» блоку. Он представлен породами анабарского комплекса архея, обнаженными в ядре Анабарского свода. В строении этого блока, как и всей Сибирской платформы в целом, существенную, если не определяющую, роль играют разломы и зоны разломов, обусловившие его более дробную делимость. Они выделены разными геологическими и геофизическими методами (табл. 1) [1, 5].

Таблица 1

**Разломы и зоны разломов, выделенные в результате анализа геофизических и геологических данных и материалов дешифрирования космических снимков**

№ пп	Методы выделения разломов
1.	Анализ данных магнитного поля по методу НСЧФ
2.	Анализ данных гравитационного поля
3.	Анализ линейных аномалий магнитного поля, частично совпадающих с линейными аномалиями гравитационного поля
4.	Анализ данных сейсморазведки (МОГТ, МОВ)
5.	Анализ данных геологических съемок разных масштабов
6.	Анализ амплитуд новейших тектонических движений
7.	Дешифрирование космических снимков и интерпретация магнитного и гравитационного полей
8.	Дешифрирование космических снимков «Метеор» и «Лэндсат»
9.	Дешифрирование космических снимков «Эсса», «Лэндсат», «Метеор»

В «анабарском» блоке фундамента разломы, выделенные в результате анализа данных магнитного поля  $\Delta T_a$  по методу НСЧФ, в основном группируются в системы запад-северо-западного и северо-западного, восток-северо-восточного и северо-восточного направлений. Их протяженность варьируют от 30-45 до 250-350 км. Большинство нарушений имеет протяженность в пределах 45-90 или 150-250 км. Простираение складчатых структур фундамента изменяется с юга к северу: от меридионального и субмеридионального на север-северо-западное.

Разломы, выделенные по гравиметрическим данным, ориентированы преимущественно в северо-западном, северном и северо-восточном направлениях. По частотному распределению протяженности, для них типичны интервалы от 30-75 до 150-250 км, и наибольшее количество разломов имеет длину в диапазонах 90-120 и 120-150 км.

Нарушения, выделенные по анализу линейных аномалий  $\Delta T_a$ , частично совпадающих с линейными аномалиями  $\Delta g$ , в основном север-северо-западного простирания, в меньшей мере - северного и север-северо-восточного. Длины разломов составляют от 60-90 до 250-350 км; большинство нарушений имеет протяженность от 135 до 200 км.

На территории, охватывающей юго-западную часть Анабарской антеклизы и площади на северо-западе Сюгджерской седловины (бассейны верхних течений рек Оленек, Силигир, Марха, Моркока), сейсморазведкой выявлены разрывные нарушения, для большинства которых характерна ориентировка в северо-западных румбах; субмеридиональное и северо-восточное направления менее выражены, еще слабее - субширотное. Разломы обычно имеют длину до 45 км.

На территории Анабарского свода разломы, выделенные геологической съемкой, образуют две системы: преобладающей север-северо-западной и второстепенной – восток-северо-восточного направления. Наиболее развиты нарушения длиной от 10-15 до 30-45 км. Вместе с тем на южном склоне антеклизы и в прилегающей части Сюгджерской седловины (бассейн верхнего течения р. Оленек) в ориентировке подобных разломов отчетливо проявлены системы север-северо-восточного и северо-западного простирания; субширотные нарушения выражены крайне слабо. Протяженность разломов здесь от 10 до 45 км; наиболее часты - 10-15 и 15-30 км.

Закартированные в пределах Анабарского свода дайки ориентированы преимущественно в субширотном направлении. На юге антеклизы, в бассейне р. Оленек, они характеризуются в основном северо-западным простиранием; меридиональное и северо-восточные направления им обычно не свойственны.

Разломы, выделенные в результате анализа амплитуд новейших тектонических движений, как правило, северо-западной, северной и северо-восточной ориентировки; субширотные нарушения проявляются слабо. По протяженности они распределяются в интервале от 15-45 до 145-175 км. Наиболее часто встречаются разломы длиной 50-90 км.

Сравнение разломов» выделенных разными методами, между собой показывает, что положение в пространстве разрывных нарушений, выявленных геологической съемкой и, отчасти, сейсморазведкой, а также закартированных даек, в целом отражает направления крупных разломов и зон разломов, установленных в результате анализа магнитного и

гравитационного полей.

С ориентировкой крупных разломов согласуются направления основных систем трещин и линейных элементов ландшафта. Разломная сеть определяет блоковую структуру территории - ориентировку, размеры и морфологию блоков - в том числе и рассматриваемого участка антеклизы. В его пределах привлекает внимание сложная система разновеликих блоков, ограниченных разломами, которые выделены разными методами, но частично, а иногда полностью, совпадают по направлениям и по положению в плане. Наблюдается определенная иерархия блоков и ограничивающих их межблоковых систем (зон), контролируемых разломами. Блоковая природа рассматриваемой территории подтверждается и данными дешифрования космических снимков.

Новейшая тектоническая активизация привела к возрождению ранее заложенных блоковых ограничений и к возникновению новых, в итоге - к увеличению степени раздробленности территории. Анализ новейшей блоковой структуры показывает, что в неоген-четвертичное время блоки достаточно активно перемещались друг относительно друга, подчеркивая их индивидуальность [5].

Вся рассматриваемая территория - область положительных новейших движений. Наибольшие амплитуды их (от 200 до 300 м и более) наблюдаются на севере района вдоль южного склона Анабарского свода (верховья рр. Кукусунда, Кюэнеликян, Кенгеде) и на юге - вблизи Мархинского вала и границы антеклизы с Сюджерской седловиной (бассейн верхнего течения Оленек). В центральной части района, в бассейне р. Арга-Сала, значения амплитуд новейших движений изменяются от 100 до 200 м, с понижением к северу в междуречье верхних течений рек Джара и Кукусунда до 0-50 м (рис. 1).

Непосредственно в районе кюэнеликянских нефтепроявлений располагается система сопряженных блоков прямоугольной формы, пересекающая р. Кюэнеликян и, частично р. Арга-Сала, в северо-восточном направлении; блоки, ограниченные разломами, выделенными интерпретацией магнитного и гравитационного полей, по-видимому, отчетливо выражены в рельефе фундамента и отражены в структуре чехла. Эти блоки, в свою очередь, пересекаются субпараллельными разрывными нарушениями северо-западного направления. По ним внедрились дайки долеритов. Нарушения и дайки закартированы в бассейне р. Кюэнеликян и ее левых притоков. К одному из этих нарушений, крайнему к северо-востоку, пересекающему р. Кюэнеликян в приустьевой части ее левого притока р. Алылах, приурочены источники нефти, которые вместе с тем расположены в разных блоках. Северный блок, где находится первый источник, испытывал новейшее поднятие с амплитудой от 150 до 200 м; сопредельный с ним южный блок, в пределах которого выявлен

второй источник, воздымался с амплитудой от 200 до 300 м. Глубина залегания поверхности фундамента в районе источников нарастает в южном направлении от 1500 до 2000 м (рис. 1).

По данным геологосъемочных работ масштаба 1:1000000, здесь, в бассейне р. КюэNELIKЯн, моноклиналиное залегание пород нарушается КюэNELIKЯнской плакантиклиналью северо-западного простирания, сложенной верхнекембрийскими отложениями (Мельников, 1951). Ширина ее более 30 км, длина примерно 50-60 км. Северо-восточное крыло имеет угол наклона 1°; юго-западное осложнено поднятиями меньшего размера и северо-западного простирания. Например, одна из антиклиналей имеет длину 3 км и ширину 1.7 км, амплитуду 35 м; угол падения северо-восточного крыла - 2°, юго-западного - 6° [19].

По другим данным в этом районе выделена Арга-Салинская структура [12]. Она имеет форму близкую к прямоугольной, с размерами 25x73 км. Структура представляет собой сложное асимметричное горстообразное поднятие с амплитудой около 80 м; наиболее приподнята ее северная часть. По периферии поднятие окаймлено серией пологонаклоненных даек, отмечены горизонтальные перемещения с амплитудой до 60м.

В северо-восточном направлении выделенные выше «кюэNELIKЯнские» блоки образуют торцовое сочленение с блоками Арга-Салинского горста. Разломы, ограничивающие его блоки и закартированные в обнажениях р. Арга-Сала, по данным дешифрирования аэрофотоснимков прослежены на некоторое расстояние к юго-востоку от него, и на северо-запад - в долину р. Джара [4]. Амплитуды смещений по ним, видимо, превышают 200 м. С этими разломами практически совпадают крупные нарушения, выявленные в магнитном и гравитационном полях. Ширина горста около 18-20 км. Значения амплитуд новейших движений в его пределах уменьшаются с юго-востока на северо-запад от 200 м (р. Арга-Сала) до 100 м (р. Джара) и далее к р. Кукусунде до 50 м. Фундамент здесь погружается в обратном направлении от 0,5 до 1 км.

Северо-восточнее Арга-Салинского горста, по материалам дешифрирования космических снимков, выделяется Силигирский грабен, который также имеет северо-западное простирание [4]. Фрагменты разломов, ограничивающих блоки грабена, проявляются в физических полях и подчеркиваются дайками в юго-восточной части рассматриваемого района. В новейшей структуре территории по простиранию грабена наблюдаются участки с относительно пониженными значениями амплитуд тектонических движений (от 200 до 100 м).

Подобным образом намечается и Южно-Анабарский грабен, который простирается в субширотном направлении вдоль южного склона Анабарского свода. Он, как возможная зона

с повышенной проницаемостью земной коры, проявляется на космоснимках в виде темной полосы. Отражением его блоковых ограничений, вероятно, являются крупные разломы, выделенные по структуре магнитного поля [4, 5]. Амплитуды новейших перемещений блоков по простиранию Южно-Анабарского грабена изменяются от 0-50 м (на западе) до 150-300 м (на востоке). Допускается возможность погружения поверхности фундамента в пределах Силигирского и Южно-Анабарского грабенов на глубины 2 км и более.

Другие блоки - элементы структуры в рассматриваемой части антеклизы - проявлены не столь контрастно и имеют видимо второстепенное значение.

При анализе плотности сети разломов в пределах этого участка, отмечается, что характер ее в целом отражает особенности блоковой делимости территории. В восточной половине участка, где выделяются наиболее крупные блоки, значения плотности разломной сети изменяются от 20 до 60 м/км<sup>2</sup>. Причем наименьшие величины плотности (20-40 м/км<sup>2</sup>) отмечаются в районе характерных петель р. Оленек (рр. Майында, Бегелю) и севернее - к низовьям р. Арга-Сала. Плотность разломной сети возрастает до 80 м/км<sup>2</sup> в зоне южного обрамления Анабарского свода и в западной половине территории - наиболее разбитой на блоки, - где в районе кюэнеликянских источников нефти достигает 100 м/км<sup>2</sup>.

Здесь, в юго-западной части территории, восходящие неотектонические движения наиболее активны и они несомненно повлияли на увеличение плотности разрывной сети, с одной стороны, с другой - усилили вывод нефтегазоносных горизонтов в зону гипергенеза, с разрушением в ней существующей залежи нефти (и газа), дегазацию пластов, образование скоплений битумов.

Развитие повышенной проницаемости чехла на этой площади открыло пути активной вертикальной миграции флюидов, которая, наряду с латеральными перетоками УВ по восстанию пластов, обусловила функционирование кюэнеликянских источников нефти, свидетельствующих о продолжающемся в настоящее время разрушении залежи нефти на глубине.

Анализ контрастности структуры юго-западной части антеклизы, с учетом величины региональных уклонов, показывает, что возможности миграции флюидов в нижних горизонтах осадочного чехла несколько выше, чем в верхних частях разреза. С блоковым строением территории, с определенными системами разломов, связаны и выделяемые здесь рифогенно-аккумулятивные комплексы кембрийского возраста (рис. 1). Таким образом, длительно существующая сложная, мобильная система блоков не могла не повлиять на процессы онтогенеза УВ и их скопления.

Мощность и полнота разреза осадочного чехла обычно зависят от глубины залегания

поверхности фундамента. Как отмечалось, породы фундамента выходят на дневную поверхность в пределах Анабарского свода. В южном направлении по системам разломов происходит ступенеобразное погружение блоков фундамента на глубины 2 км и более. В чехле блоковые перемещения отражаются в виде флексурных перегибов, зон сгущения мелких разрывов и повышенной трещиноватости пород, маркируются дайками долеритов.

Данных о строении разреза, особенно глубокопогруженных горизонтов, в регионе накоплено мало. Ближайшие скважины - Орто-Силигирская - 2621, Бысытыхская - 1991, Айхальская – 703, и некоторые другие - находятся не ближе 200 км к юго-востоку. При этом, район кюэNELIKЯнских источников приближен к опорным разрезам на южном склоне Анабарского щита. Поэтому при составлении разрезов на участке нефтяных источников в значительной степени использованы материалы по разрезам задокументированным в бассейнах рек, пересекающих крылья Анабарского свода [12, 16, 17].

Рифейские отложения описаны на западном и восточном склонах свода. По данным геологосъемочных работ район их развития ограничен, с одной стороны, верховьями р. Мал. Куонамка (рис. 1), с другой - долиной р. Котуй; по всему южному склону отмечается их отсутствие и налегание старореченской свиты непосредственно на кристаллический фундамент. Южнее и юго-восточнее ни в одной из вышеперечисленных скважин рифейские отложения не выделяются. Следует полагать, что и в бассейне р. Арга-Сала они отсутствуют.

Построения геологов ЯИГН СО РАН, по которым мощность рифейских отложений в данном районе может составлять сотни метров (до 0,5 км) [12], выглядят необоснованными, так как противоречат фактическому материалу по западной части Анабарской антеклизы.

Таким образом, в основании осадочного чехла на участке кюэNELIKЯнских нефтепроявлений будет залегать старореченская свита венда. В ближайших к району разрезах (бассейны верхних течений рр. Кенгедэ и Мал. Куонамка) базальные слои старореченской свиты повсеместно сложены песчаниками розовато-серыми, разнозернистыми, слабо сцементированными, косослоистыми, существенно кварцевыми или полевошпатово-кварцевыми, мощностью до 6-8 м. Открытая их пористость составляет 16-20%. В западной части южного склона Анабарского свода (верховья рр. Кукусунды, Агапыли) их мощность достигает 15-20 м, цвет преимущественно вишневый, бордовый, состав существенно кварцевый (до 99%).

Выше базальных песчаников в восточной части региона прослеживаются разнообразные серые и более светлоокрашенные доломиты, монолитные и толстоплитчатые, нередко строматолитовые, оолитовые или онколитовые, в отдельных горизонтах брекчированные (следы выщелачивания сульфатов ?), а также пористые и кавернозные.



Кавернозные породы приурочены к верхам разреза свиты, где мощность горизонта, затронутого процессами древнего выветривания, достигает первых десятков метров. Карбонатно-глинистые прослои встречаются редко и малой мощности. Открытая пористость доломитов изменяется в широких пределах - до 15-20%, иногда более; газопроницаемость (вместе с трещинной) обычно не превышает  $10n \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>; тип коллектора - порово-трещинный и каверно-порово-трещинный. В целом, повышенными емкостными свойствами обладают органогенные разности доломитов. Мощность старореченской свиты на восточном крыле Анабарского свода достаточно выдержана и составляет 110-130 м.

В западной части региона выше базальных песчаников, кроме преобладающих доломитов, встречаются прослои и пакеты известняков, маломощные пласты аргиллитов и глинистых карбонатов; в нижней половине разреза отмечаются прослои и включения гипса. Мощность отложений достигает 200 м. Следует подчеркнуть, что в глубоких скважинах повышенное содержание сульфатов также отмечается в нижней части разреза бюксской свиты, которая может считаться аналогом старореченской. Мощность отложений находится, как правило, в пределах 160-190 м.

На старореченской свите с размывом залегает манькайская. В западных разрезах, за пределами рассматриваемой территории (нижнее течение р. Мойеро), она сложена преимущественно известняками, глинистыми известняками, в подчиненном количестве - доломитами. В кровле повсеместно прослеживается пласт водорослевых (биогермных) пород (15-17 м). Мощность свиты составляет здесь 40-60 м.

В восточных разрезах (р. Кенгеде и прилегающие участки) манькайская свита построена однотипно. В ее основании прослеживается пласт кварцевых песчаников непостоянной мощности от 1,5-2,5 м до 15-20 м (в «карманах» и «западинах» палеорельефа). Открытая пористость их составляет 10-23%, газопроницаемость от  $10 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> до 1-3 мкм<sup>2</sup>. Выше залегает пачка (80-90 м), в которой преобладают красноцветные и пестроцветные, реже - сероцветные глинисто-карбонатные породы, аргиллиты, известковые алевролиты, мергели, среди которых встречаются прослои и пакеты серых, зеленовато- и желтовато-серых чистых известняков и доломитов. Верхние 30-40 м сложены известняками и доломитами, крепкими, нередко водорослевыми, массивными серыми. По всему разрезу встречаются остатки манькайской мелкой раковинной фауны, а в самых верхах - томмотские окаменелости. Общая мощность свиты составляет 110-130 м. В целом эта часть разреза сопоставляется с успунской и кудулахской свитами, выделяющимися в глубоких скважинах Далдыно-Алакитского района.

Манькайская свита, по-видимому, согласно сменяется выше по разрезу эмяксинской. В

бассейне р. Кенгеде и ряде обнажений по р. Оленек она сложена глинистыми известняками, мергелями, в небольшом количестве - аржиллитами красно-бурого, кирпично-красного, вишневого цвета и пятнисто-окрашенными; среди них залегают прослои и пакеты зеленовато-серых и серых чистых известняков, которые обычно преобладают в низах и верхней четверти разреза свиты. Нижняя, большая по мощности, часть свиты содержит остатки мелкой раковинной фауны, а выше по разрезу - трилобитов; возраст отложений - томмотский-атдабанский. Мощность свиты оценивается в 190-220 м.

В западной части южного склона Анабарского свода (нижнее течение р. Мойеро) красноцветная толща известняков, залегающая на манькайской свите, значительно сокращена по мощности (до 50-60 м) и по стратиграфическому объему отвечает лишь томмотскому ярусу; на уровне атдабанского яруса здесь прослеживаются доломиты кындынской серии. Кроме мелкой раковинной фауны в красноцветной толще в большом количестве содержатся водорослево-археоциатовые биогермы.

Следует отметить, что большое количество археоциат обнаружено также в скважине Танхайской-708 в пестроцветной толще томмотского-атдабанского возраста. Здесь, кроме пестроцветных глинистых известняков, выделяются достаточно мощные интервалы массивных сероцветных известняков водорослевого облика (биогермы? массивы?).

Отложения верхней половины нижнего кембрия, а также среднего кембрия вскрываются уже непосредственно по р. Арга-Сала. В ее нижнем течении (р. Кукусунда, приустьевая часть р. Куота) обнажены темноцветные доманикоидные породы куонамской формации мощностью до 55-60 м. Западнее (р. Серкими и выше по течению) разрез существенно изменяется фациально, резко увеличивается по мощности и представлен кындынской серией.

Нижняя ее часть, видимой мощностью свыше 100 м, соответствует нижнему кембрию и представлена известняками, нередко почти нацело замещенными доломитами пористо-кавернозными, струйчато-полосчатыми. Известняки светлоокрашенные, как правило, обломочные (иногда до конгломератовой размерности), толстослоистые, включают на разных уровнях интервалы водорослевого сложения. Метасоматические доломиты, замещающие известняки, желтовато-серые, из-за обилия пор и каверн ноздреватые, а вследствие неравномерной раскристаллизации - рыхловатые. Объем пустотного пространства достигает 20-30%.

Верхняя, доломитовая толща с мощностью не менее 600-700 м, представлена разнообразными доломитами: волнисто-слоистыми (преобладают), обломочными (гравийно-песчаной размерности), биостромными водорослевыми образованиями. Породы, как

правило, неравномерно перекристаллизованы, часто пористые и кавернозные. Возраст доломитовой толщи соответствует амгинскому ярусу.

В районе устья р. Серкими эта толща перекрывается обломочными и оолитовыми доломитами и известняками майского яруса, включающими пакеты глинисто-карбонатных пород. В долине р. Кюэнеликян обнажены светлоокрашенные известняки и доломиты низов верхнего кембрия. Породы содержат остатки трилобитов и брахиопод и условно относятся к чукукской свите. Суммарная мощность этих отложений превышает 100 м, достигая, возможно, 200-250 м.

### Источники нефти

На южном склоне Анабарской антеклизы, в бассейне р. Кюэнеликян достоверно установлено местоположение двух естественных источников нефти. Они находятся на правом берегу реки в 16 и 30 км выше ее устья. Соответственно источник 1 - на бичевнике против устья руч. Нефтяного; источник 2 - у подошвы обнажения карбонатных пород в 220 м ниже устья руч. Экспедиционного (рис. 1, 2) [4].

В статье К.К. Макарова [16] привязка местоположения источника 2 приведена по данным В.В. Тимофеева (ВНИГРИ, 1956); указывается, что этот источник нефти выявлен перед небольшим коренным обнажением в 250 м выше устья руч. Экспедиционного. В 1988 г. сотрудники ВНИГРИ В.Б. Арчegov и Е.В. Герман провели полевые исследования в бассейне р. Арга-Сала, с детальным описанием нефтяных источников. Источник 2 был обнаружен ими именно на правом берегу р. Кюэнеликян, но в 220 м ниже устья руч. Экспедиционного; выше по течению признаки нефти не наблюдались. Отобранные пробы нефти в 1989-90 гг. изучались в лабораториях ЯИГН СО РАН. Результаты совместных исследований [4] существенно дополнили полученные ранее материалы о перспективах нефтегазоносности южной части Анабарской антеклизы [18].

**Источник 1.** Вдоль правого берега р. Кюэнеликян, в северном направлении наблюдается полоса (46x7 м) пропитанного нефтью аллювия.

Характерны темно-коричневая до черной окраска этих отложений, маслянистый блеск и резкий специфический («керосиновый») запах. Наиболее сильно аллювиальный галечник пропитан в центральной части полосы в створе устья руч. Нефтяного. Здесь в 7 м от реки, и в 32 м от коренного берега был заложен шурф (110x75x96 см). В шурфе вскрыт следующий послойный разрез, сверху вниз:

1. Плитки светлых известняков, реже доломитов, валунчики долеритов. - 10-12 см.

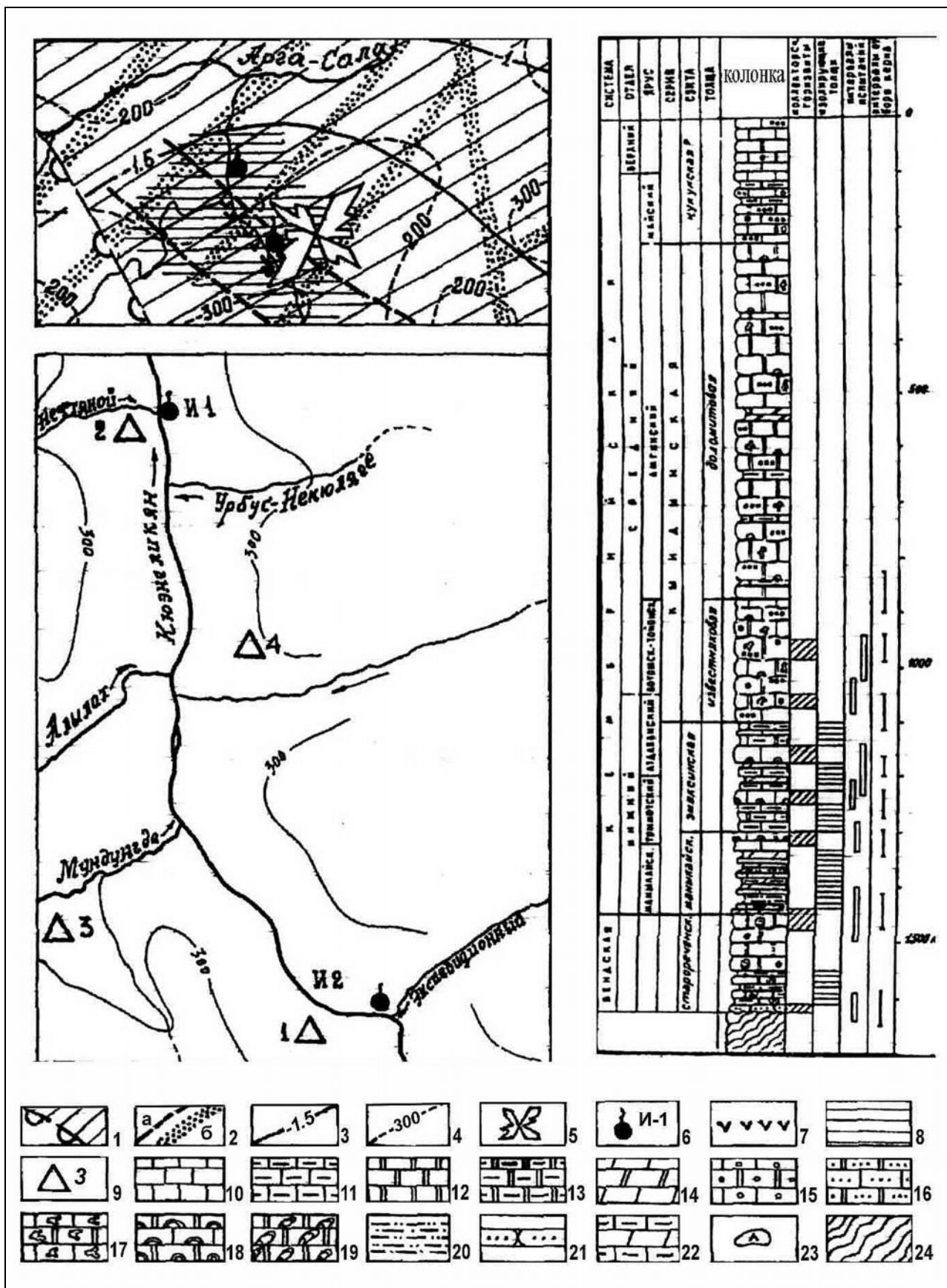


Рис. 2. Фрагмент структурной схемы района Кюэнеликяных естественных источников нефти («А»), расположение источников нефти и рекомендуемых скважин («Б») и проектный разрез осадочной толщи в районе Кюэнеликяных нефтепроявлений (по В.Н. Зинченко, 1995)

Условные обозначения к рис. 2: 1 – граница и площадь развития кембрийских рифогенно-аккумулятивных комплексов; 2 – разломы, выделенные в результате геологической съемки (а) и анализа гравиметрического и магнитного полей (б); 3 – изогипсы поверхности архейско-раннепротерозойского фундамента (км); 4 – изолинии амплитуд новейших тектонических движений (м); 5 – роза-диаграмма тектонической трещиноватости пород; 6 – источники нефти и их номера; 7 – зона миграционного потока нефтяных флюидов; 8 – площадь предполагаемой зоны нефтегазонакопления; 9 – рекомендуемые скважины и их номера; 10 – известняки; 11 – известняки глинистые; 12 – доломиты; 13 – доломиты глинистые; 14 – мергели известковые и доломитовые; 15 – оолитовые и онколитовые карбонаты; 16 – обломочные карбонаты; 17 – кавернозность; 18 – водорослевые постройки; 19 – строматолитовые доломиты; 20 – алевриты и аргиллиты; 21 – песчаники; 22 – красно- и пестроцветная окраска пород; 23 – включения ангидрита; 24 – кристаллический фундамент.

2. Мелкая уплощенная галька (0,5-2 см) светлых карбонатных пород, реже округлая галька (до 3 см) и плохо окатанные угловатые обломки изверженных пород, цементированные супесью и суглинком. - 9-10 см.

3. Супесь серовато-зеленая с гравием и мелкой галькой (до 1 см) карбонатных и изверженных пород. - 10-12 см.

4. Суглинок серовато-зеленый с гравием. 7-10 см.

5. Глина зеленая пластичная с песчаными гнездами (1,3-3,5 см) и линзовидными слоями (0,5-1,5 см) супеси. - 30-32 см.

6. Плитки известняка плотно цементированные суглинком и супесью с мелкой галькой и гравием. - 24 см.

Границы между слоями неровные, с карманами и замывами.

Первые проявления нефти обозначились еще во время проходки шурфа: сначала в слое 3, на глубине, соответствующей уровню зеркала воды в реке, затем в слое 5. Через два часа после проходки шурфа стенки его «заблестели» нефтью, и отчетливо, потеками, определились основные места высачивания: одно и два - в северной и южной, четыре и три - в восточной и западной стенках. Все они приурочены к слоям 3 и 5. Наиболее интенсивно, но неравномерно, нефть высачивалась из гнезд песка и слоев супеси слоя 5 в восточной стенке шурфа, обращенной к коренному берегу. Из одного такого гнезда (около 3 см в поперечнике) в течение минуты высачивалось от 0,42 до 1,05 мл чистой темной оливково-зеленой нефти. Еще через час в шурф стала поступать вода и в течение следующего часа в углублении дна накопилось около 1 л воды и 75-80 мл нефти.

Были отобраны три пробы: первая - чистая нефть (125 мл) со стенок шурфа - за 1,5 часа, вторая - нефть (0,4 л) и вода (0,1 л) со дна - за 8 часов и третья - нефть (0,5 л), собранная с поверхности воды, накопившейся в шурфе в течение суток.

Поверхность воды в р. Кюзнеликян в районе источника имеет маслянистый блеск. При интенсивном ворошении галечника на дне реки вдоль ее правого берега спорадически

всплывали мелкие (1-2 мм) пузырьки нефти, тут же растекавшиеся радужной пленкой, сносимой течением. При ворошении донных осадков (галечник, галечник с песком, заиленный галечник), в 100-120 м выше и ниже по р. Кюэнеликян от источника нефти, выделялись редкие пузырьки газа. Закономерности по времени выделения в их площадном распространении не просматриваются. Отметка уреза воды в р. Кюэнеликян в 5,5 км выше устья руч. Нефтяного 205,1 м, в 1,8 км ниже его – 198,8 м.

Выходы коренных пород в районе этого источника нефти, за исключением развалов известняков и отдельных глыб известняков и доломитов (доломитовых известняков) на бортах долины реки, отсутствуют. Ближайшее обнажение, представленное известняками чукукской свиты верхнего кембрия, находится по руч. Нефтяному в 3 км от его устья. Крупные развалы подобных известняков встречены на правом берегу р. Кюэнеликян в 3,5-4 км ниже источника, а в 2-2,5 км выше - на левом берегу реки. Известняки сгустково-комковатые и комковатые, реже оолитовые и обломочные, иногда доломитовые, глинистые, тонко- и мелкозернистые, серовато-белые, белые с желтоватым оттенком и светло-серые. В породах содержится коричневое  $0\text{В}$ , которое пигментирует редкие комки и находится в коротких межформенных прожилках. Открытые поры выщелачивания, а также межзерновые поры доломитизации в среднем составляют 4-5%; минеральные поры, залеченные крупнокристаллическим кальцитом - 3-5%.

**Источник 2.** На дневной поверхности проявляется в полосе (32x3 м) пропитанных нефтью аллювиальных отложений. Для них так же, как и в районе источника 1, характерна коричнево-черная с масляным блеском окраска. Более резко ощущается «керосиновый» запах. Участками на породах лежит черная вязкая корка окисленной нефти. Полоса пропитки контрастно прослеживается вдоль подошвы обнажения, которое начинается в 160-170 м ниже устья руч. Экспедиционного. Протяженность обнажения около 160 м, в западном направлении, высота - до 10 м. В обнажении представлен фрагмент разреза чукукской свиты верхнего кембрия.

В нижней части вскрытого разреза наблюдается чередование серых, реже светло-серых, средне- и толстоплитчатых, сгустково-комковатых и обломочных гравелито-песчаных известняков, образующих слои толщиной 15-20 см, единичные - до 40 см. В средней - отчетливо прослеживается слой (34 см) светло-серого комковатого доломита. Выше залегают белые, желтовато-белые и светло-серые, толстоплитчатые, среднезернистые известняки, слагающие слои толщиной от 16-18 до 32-40 см.

В сгустково-комковатых известняках сгустки и комки (0,06-0,1-0,5 мм) округлых очертаний, сложенные тонкозернистым кальцитом с примесью тонкозернистого доломита,

переходят в основную цементирующую массу мелкозернистого кальцита. В основной массе наблюдаются пятна (25-30%), образованные крупно- и грубокристаллическим кальцитом, реже ромбоэдрами доломита, вокруг которых содержится коричневое ОБ. Стиллитовые швы заполнены темно-коричневым до черного ОБ, в утолщениях - пирит (0,5%)<sup>2</sup>.

Обломочные известняки гравелито-песчаные характеризуются обломками (от 0,4-0,8 до 1,5 мм) карбонатных пород (известняки сгустково-комковатые, сгустковые, доломитовые и доломиты) полуугловатой и округлой формы. Наряду с ними наблюдаются округлые комки и сгустки (0,08-0,2 мм и более), сложенные тонкозернистым доломитом. Темно-коричневое ОБ содержится в тонких стиллитовых прожилках, оконтуривающих некоторые комки. Открытые округлые поры выщелачивания (0,06-0,15 мм) - 1%, минеральные, залеченные кальцитом - 1%.

Встречены разности вторичных известняков, в том числе, возможно, строматолитовых. В некоторых из них наблюдаются заливообразные каверны, залеченные кальцитом, в количестве 10-15%.

Доломит комковатый (85-90%) с кальцитовым среднекристаллическим цементом (10-15%). Размер комков 0,15-0,2 мм, форма округлая. Они образованы тонкозернистым кальцитом, встречаются оолиты. Небольшими участками доломитовая порода полностью замещается кальцитом. Количество вторичного кальцита в сумме с цементом - 25-30%. Открытые трещины извилистые (объемная плотность трещин – 235,51/м). Наблюдаются линзочки бурого вещества – 0,5%, кристаллы (0,8 мм) пирита – 0,5%.

Слои пород в обнажении полого, под углом около 1°, наклонены к западу. Документация трещиноватости пород выявила преобладание двух систем субвертикальных трещин: северо-западного и северо-восточного простираний (максимумы в азимутах 300-310°СЗ - 11%, и 40-50°СВ - 14%).

В 45 м от начала обнажения находится крупноглыбовый развал долеритов, по краям которого встречены обломки и глыбы метаморфизованных известняков. Очевидно, здесь проходит дайка, с которой связаны приконтактные изменения карбонатных пород. Ширина этой зоны в целом около 30 м. От нее тянется шлейф крупноглыбовой россыпи известняков и долеритов, покрывающий прилегающую часть бичевника. Непосредственно у подошвы обнажения глыбы покрыты слоем (1-1,5 см) черной густой окисленной нефти.

На участке обнажения был расчищен шурф - до размеров 1,5x0,8 м, с углублением до 1,1 м. В нем вскрыт разрез, представленный обломками (от 3-5 до 10-12 см) плитчатых

<sup>2</sup> Здесь и далее, аналитические определения – И.А. Буровой, ВНИГРИ

известняков и доломитов, сцементированными супесью, суглинком и глиной. В алевроглинистой массе, образующей также причудливые прослои и линзы, встречена редкая галька (от 0,3-0,5 до 1-3 см) карбонатных и изверженных пород, характерны гнезда (до 5 см в поперечнике), линзочки (10-15x0,8-1 см) и слойки (до 1 см) песка. Нефть высачивается именно из таких гнезд и линзочек.

С глубины 85 см шурф вскрыл только плотно уложенные слоями крупные плитки доломитов. Среди них встречены мелкозернистые, неясно комковато-пятнистые и мелкозернистые, возможно, с остатками (5-7%) сине-зеленых водорослей.

Для этих разностей доломитов характерны каверны и поры (0,06-0,3 до 1,8 мм) изометричной, неправильной или заливообразной формы: открытые - 3-4-5%, залеченные доломитом - от 2-3 до 5-7% и кальцитом - 25%. Некоторые каверны залечены частично. Каверны и поры изолированы. Основная масса доломита насыщена светло-коричневым ОВ; вокруг комков и каверн насыщение более интенсивное. Наблюдаются вкрапления черного ОВ. Темно-коричневое до черного ОВ содержится в межзерновом пространстве кальцита, залечивающего каверны.

Наиболее интенсивное высачивание нефти происходило на глубине 70-75 см, преимущественно из стенки шурфа, обращенной к обнажению. За два часа со дна шурфа были отобраны пробы чистой темной оливково-зеленой нефти (175 мл) и водо-нефтяной эмульсии (450 мл).

В районе источника 2 был обследован участок р. КюэNELIKЯН протяженностью около 1 км. Газо- и нефтепроявлений из донных осадков не выявлено. Отметка уреза воды в р. КюэNELIKЯН в 5 км выше устья руч. Экспедиционного – 219,0 м, и в 7,5 км ниже его (устье р.Альлах) – 205,1 м. Перепад уреза воды в р. КюэNELIKЯН до ее устья (отм. 184,5 м) составляет 1,15 м/км, между источниками нефти - 1 м/км.

В шурфах непосредственно вблизи источников 1 и 2 отобраны образцы нефтенасыщенных пород - известняков и доломитов. По данным люминесцентно-битуминологического анализа, содержание хлороформенного битумоида (ХБА) в них составило – 1,81 и 1,33%, соответственно, спиртобензольного битумоида (СББ) – 0,015 и 0,03%. Превышение концентрации ХБА над СББ - 45-120 раз. По этим данным, а также по голубому и голубовато-белому свечению, ширине (86,5 и 72 мм) и ярко-желтому цвету капиллярных вытяжек в образцах представлены типичные нефтяные битумы ЛБА - МБА.

На участке источника 2 из обнажения чукукской свиты снизу вверх и вдоль разреза отобран последовательный ряд образцов пород. В известняках из приподошвенной части обнажения, в 6 и 10 м от дайки, без внешних признаков битумопроявлений установлено



присутствие ХБА от 0,04 до 0,88%; отношение ХБА к СББ варьирует здесь от 5 до 44. Характер свечения и цвет капиллярных вытяжек такие же как в нефтенасыщенных породах.

Выше по разрезу на удалении еще 35 и 40 м в известняках концентрация ХБА значительно ниже (0,005%); люминесцентные характеристики (желтое кольцо, желтые вытяжки) и превышение ХБА над СББ в 5 раз свидетельствуют о вторичной природе битумов. В 70 и 75 м от дайки в доломите и известняках из средней и верхней частей обнажения фиксируется 0,001% ХБА, что заметно (в 1,6 раза) превышает содержание СББ в породах. Данные люминесцентных характеристик также подтверждают эпигенетичность этих битумоидов.

Присутствие вторичных битумоидов установлено в известняках чукукской свиты примерно в 100 м от источника 1. Здесь содержание ХБА составляет 0,005%, отношение ХБА к СББ равно 5.

Таким образом, исследованные битумоиды относятся к типу аллохтонных, эпигенетичных по отношению к вмещающим их породам. Судя по характеру распределения битумоидов в породах и по геологическим данным фиксируется ряд, хотя и сравнительно невысоких по концентрации, но достаточно контрастных битумных аномалий. В целом в районе источников нефти, по-видимому, выделяется зона не менее 100 м ширины, в пределах которой наблюдаются следы миграционного потока нефтяных флюидов, приуроченного вероятнее всего к тектоническим нарушениям. Наиболее ярко выраженным проявлением этой зоны служат сами источники нефти.

Нефти кюэнеликянских источников характеризуются средней плотностью (0,84-0,86 г/см<sup>3</sup>) и сернистостью (0,6-0,66% S); вязкость - от 19 до 39 сСт. В групповом составе нефтей отмечено низкое содержание асфальтово-смолистых компонентов (5,5-8,9%) и высокая доля УВ (80-94%), среди которых преобладают соединения с длинными метановыми и нафтеновыми структурами. Отношение МН/А=2,0-2,3 (табл. 2 ) [4].

В структурно-групповом составе обеих проб нефракционированных нефтей и их масляной части преобладают соединения с длинными метиленовыми цепями (табл. 3). Низкие значения коэффициентов поглощения в области 700-1000 см<sup>-1</sup> и 1600 см<sup>-1</sup> указывают на небольшое содержание ароматических циклов. Количество соединений с карбонильными и гидроксильными группами невелико, что хорошо согласуется с небольшим содержанием в нефтях асфальтово-смолистых компонентов. В масляной части на долю ароматических циклов приходится лишь 7,3-7,8% углерода. В нафтеново-ароматической фракции также большая часть углерода связана с алифатическими фрагментами, а в собственно ароматических циклах сосредоточено 22,2-26,2%. Среди ароматических УВ доминируют

бензольные (14,4%) и нафталиновые (5,1%); количество полиаренов составляет 5,2%.

В химической структуре смол также велика роль соединений с длинными метиленовыми цепями, но в отличие от масляной части в них выше содержание ароматических циклов (табл. 4).

В пробах нефтей источников 1 и 2 среди *n*-алканов преобладающую роль играют относительно низкомолекулярные гомологи. Отношение  $\Sigma n.k. - nC_{20}/\Sigma nC_{21}$  - к.к. равно 8,2-8,5. Максимум в распределении нормальных алканов приходится на  $nC_{15}$ . Коэффициент *n*ч/ч близок к единице (табл. 5).

Среди изопреноидов 51-60% составляют легкие углеводороды  $iC_{14}$ - $iC_{18}$ . На пристан и фитан в сумме приходится 32-38% от всех идентифицированных изопреноидов. При этом пристан незначительно преобладает над фитаном (пристан/фитан = 1,1-1,2). Невысоко отношение пристан/норпристан, изменяющееся от 1,3 до 1,5 (табл. 5).

Характерной особенностью кюэNELИкЯнских нефтей является наличие реликтов ряда 12- и 13-метилалканов состава  $C_{19}$ - $C_{30}$ , на долю которых приходится 3,8-5,4% от суммы идентифицированных алканов (табл. 5).

Наряду с чертами сходства, между нефтями из двух источников установлены и различия. В нефти второго источника, по сравнению с первым, повышается плотность, вязкость, увеличивается содержание асфальтово-смолистых компонентов (табл. 2)[4].

В структурно-групповом составе эти различия выражаются в более высоких коэффициентах поглощения карбонильных и гидроксильных групп в пробе из источника 2, по сравнению с пробами из источника 1, как в нефракционированных нефтях ( $K_{1700} = 1,2$  и 0,4, соответственно), так и в смолистой части ( $D_{1700} = 0,55$ , по сравнению с 0,23 в бензольных смолах и  $D_{1700} = 0,66$  по сравнению с 0,49 - в спиртобензольных).

Таким образом, в пробе нефти из источника 2, по сравнению с пробами из источника 1, вместе с увеличением плотности и выхода асфальтово-смолистых компонентов возрастает и степень обогащенности смол кислородсодержащими группами и связями.

Отмечаются различия и в групповом составе реликтовых УВ. Так, в нефти второго источника, в отличие от нефти первого источника, уменьшается содержание нормальных алканов (до 34% по сравнению с 68%) и увеличивается доля разветвленных алканов: 2- и 3-метилалканов (до 14%, против 8,9%), и изопреноидов (до 43% против 18%). Это приводит к резкому повышению отношения изопреноиды/*n*-алканы, равного 0,3 в нефти источника 1, и 1,3 - в нефти источника 2. Возрастает и значение коэффициента *K* (до 2,6 в нефти источника 2, против 0,4 в нефти источника 1).

Таблица 2

## Групповой состав нефтей

Место отбора	Интервал отбора, м	Объект исследования	Возраст вмещающих пород	Метан-нафтеновые УВ	Ароматические УВ	Групповой (компонентный) состав, %				
						смолы			асфальто-геновые	асфальтены
						бензолые	спирто-бензолые	сумма		
р. Кюэнеликян источник 1	поверхностный выход	нефть	Є <sub>3</sub> ck	63,6	31,0	2,6	2,6	5,2	0,1	0,2
р. Кюэнеликян источник 2	поверхностный выход	нефть	Є <sub>3</sub> ck	56,7	24,4	3,3	4,9	8,2	0,7	
Танхайская пл., скважина 708	3061-3133	нефть	V <sub>2</sub> str	43,6	15,4	21,4	11,0	32,4	0,3	8,2
Среднеботуобинская площадь, скважина 82	1892-1893	нефть	V <sub>2</sub> bk	51,5	27,6	12,5	7,4	19,9	0,1	0,9
Среднемархинская площадь, скважина 2250	2442-2449	доломит с включениями жидкой нефти	Є <sub>1</sub> ol- Є <sub>1</sub> bil	36,5-36,8	23,9-34,1	5,9-6,9	16,7-21,1	22,6-28,0	0,4-0,5	6,2-11,1
	3150-3157 3540-3546		V <sub>2</sub> usp	25,0	24,0	7,9	28,7	36,5	0,3	14,2
Онхойдохская площадь, скважина 2520	1842-1850	доломит с включениями жидкой нефти	Є <sub>1</sub> jrg-Є <sub>1</sub> bil	18,0-36,9	23,5-28,1	6,3-7,5	12,3-31,8	18,6-39,3	0,4-0,5	15,9-18,9
	1996-2003 2202-2214 2569-2580		V <sub>2</sub> kd-V <sub>2</sub> bk	28,9-38,2	25,1-28,0	3,6-5,6	17,5-23,6	22,4-28,4	0,3-0,6	9,1-21,8

Таблица 3

## Спектральная характеристика нефракционированных нефтей и их масляной части по данным ИК-спектроскопии

Место отбора	Интервал отбора, м	Возраст вмещающих пород (индекс)	Коэффициент поглощения нефракционированной нефти [K <sub>v</sub> ] = [1/мм]									Коэффициент поглощения масел [K <sub>v</sub> ] = [1/мм]						C <sub>ар</sub> <sup>м</sup> %	Н-А фракция		
			720	700	750	810	880	1600	1700	3300	720	700	750	810	880	1600	C <sup>Н-А</sup> <sub>ар</sub> %		C <sup>Н-А</sup> <sub>алиф</sub> %	(Z*) <sub>гипр</sub>	
р. Кюэне-ликаян, источник 1	поверхностный выход	Є <sub>3</sub> ск	6,5	1,3	3,7	2,1	2,2	1,8	0,4	0,4	6,3	0,9	3,1	2,0	1,8	1,3	7,3	22,2	77,8	3,5	
р. Кюэне-ликаян, источник 2	поверхностный выход	Є <sub>3</sub> ск	5,6	1,1	3,4	2,1	2,1	2,2	1,2	0,9	5,6	0,8	3,0	2,0	1,9	1,4	7,8	26,2	73,8	2,8	
Танхайская площадь, скважина 708	3061-3133	V <sub>2</sub> str	4,9	1,4	3,7	3,2	2,6	3,4	0,7	-	7,5	не опр.	3,4	2,6	1,8	1,4	7,7	-	-	-	
Среднебугубинская площадь, скважина 82	1892-1893	V <sub>2</sub> bk	5,2	1,3	3,8	3,0	2,3	3,0	0,9	0,5	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	

Таблица 4

## Спектральная характеристика смол в нефтях по данным ИК-спектроскопии

Место отбора Возраст вмещающих пород (индекс)	Относительные коэффициенты поглощения, $D'_v = D_v/D_{1460}$																		
	Бензольные смолы										Спиртобензольные смолы								
	720	750	1600	1380	1040	1170	1700	3300	$\frac{D'_{1700}}{D'_{1600}}$	720	750	1600	1380	1040	1170	1700	3300	$\frac{D'_{1700}}{D'_{1600}}$	
р. Кюэнеликян источник 1 (Є <sub>3</sub> ск)	0,17	0,14	0,20	0,56	0,23	0,22	0,23	0,12	1,21	0,16	0,11	0,26	0,64	0,38	0,40	0,49	0,22	1,88	
р. Кюэнеликян источник 2 (Є <sub>3</sub> ск)	0,21	0,16	0,30	0,66	0,28	0,28	0,55	0,11	1,76	0,16	0,13	0,31	0,67	0,33	0,39	0,66	0,16	2,13	
Танхайская пл. скважина 708 (V <sub>3</sub> str)	0,11	0,14	0,13	0,53	0,13	0,12	0,05	0,03	0,38	0,14	0,16	0,40	0,68	0,23	0,14	0,28	0,13	0,70	

Таблица 5

## Характер распределения алканов (реликтовых углеводородов) в нефтях

Место отбора	Интервал отбора, м	Объект исследования	Возраст вмещающих пород (индекс)	Групповой состав реликтовых УВ, % на сумму идентифицированных алканов					$\frac{\sum \text{н.к.} + \text{н.к.}_{20}}{\sum \text{н.к.}_{21} + \text{к.к.}}$	максимум н-алканов	$\frac{\text{изопреноиды}}{\text{н-алканы}}$	пристанфитан	$iC_{18}$	$\frac{iC_{19} + iC_{20}}{\text{н}C_{17} + \text{н}C_{18}}$ (Ki)	$K_{\text{нч/ч}}$
				н-алканы	изопреноиды	2- и 3-метилалканы	12- и 13-метилалканы	7-метилгептадекан							
р. Кюэнеликян источник 1	поверхностный выход	нефть	Є <sub>3</sub> ск	68,0	18,5	8,9	3,8	0,8	8,5	C <sub>15</sub>	0,3	1,2	1,3	0,4	1,0
р. Кюэнеликян источник 2	поверхностный выход	нефть	Є <sub>3</sub> ск	34,4	43,5	14,3	5,4	2,4	8,2	C <sub>15</sub>	1,3	1,1	1,5	2,6	0,9
Танхайская площадь, скважина 708	3061-3133	нефть	V <sub>3</sub> str	65,4	17,3	10,0	6,2	1,1	3,0	C <sub>15</sub>	0,3	0,7	1,1	0,6	1,0
Среднеботуобинская площадь, скважина 82	1892-1893	нефть	V <sub>2</sub> bk	63,4	17,3	4,8	13,0	1,5	3,2	C <sub>15</sub> C <sub>17</sub>	0,3	0,6	1,2	0,6	1,1
Среднемархинская площадь, скважина 2250	2442-2449	доломит с включениями капельно-жидкой нефти	Є <sub>1</sub> ol-Є <sub>1</sub> bil	64,7-	16,6-	3,9-	12,0-	1,3-	1,7-	C <sub>17</sub>	0,3	0,7	1,6-	0,6	1,1-
	3150-3157		65,4	17,4	4,0	13,4	1,4	2,3			1,8				1,2
	3540-3546		V <sub>2</sub> usp	65,7	14,0	5,3	13,3	1,7	1,9	C <sub>17</sub>	0,2	0,7	1,4	0,5	1,1
Онхойдохская площадь, скважина 2520	1842-1850	доломит с включениями капельно-жидкой нефти	Є <sub>1</sub> jrg-Є <sub>1</sub> bil	61,0-	18,0-	5,7-	12,3-	1,4-	2,5-	C <sub>15</sub>	0,3	0,6-	1,5	0,6-	1,1-
	1996-2003		61,9	18,9	6,4	12,6	1,8	2,9	C <sub>17</sub>		0,7		0,7	1,2	
	2202-2214		V <sub>3</sub> kd-	59,8-	16,1-	3,1-	10,5-	1,4-	1,8-	C <sub>17</sub>	0,2-	0,6-	1,2-	0,6-	1,1-
2569-2580	V <sub>2</sub> bk	65,0	20,1	5,6	15,9	1,8	2,8			0,3	0,7	1,8	1,0	1,2	

В целом по особенностям группового, углеводородного, структурно-группового состава и характеру распределения реликтовых УВ кюэнеликянские нефти обнаруживают большое сходство с нефтями Непско-Ботуобинской антеклизы и капельно-жидкими включениями нефтей в породах Сюгджерской седловины. Для всех этих нефтей и нефтяных включений характерна повышенная доля УВ в групповом составе и в большинстве образцов преобладание среди них метаново-нафтеновых структур (табл. 2). Метаново-нафтеновые фракции отличаются преобладанием относительно низкомолекулярных *n*-алканов, максимумом в их распределении, лежащем на  $nC_{15}$ ,  $nC_{17}$ , и низкими значениями отношений пристан/фитан, пристан/норпристан (табл. 5) [4].

Одна из отличительных особенностей, объединяющих все эти нефти и нефтяные включения, - наличие в них реликтов 12- и 13-метилалканов, Это уникальные хемофоссилии, по-видимому, унаследованные от липидных компонентов доядерных организмов, характерных для ОВ осадочных отложений Сибирской платформы. Следует подчеркнуть, что эта группа биомаркеров характерна практически для всех древних нефтей Сибирской платформы.

При близком углеводородном составе и одинаковом характере распределения реликтовых структур, нефти кюэнеликянских источников отличаются от нефтей Непско-Ботуобинской антеклизы и Сюгджерской седловины меньшей смолистостью. Повышенное содержание смол в непско-ботуобинских нефтях связано, вероятно, с процессами вторичного преобразования их при формировании залежей.

Нефти источника 2 отличаются от нефтей Непско-Ботуобинской антеклизы и Сюгджерской седловины групповым составом реликтовых УВ, относительным перераспределением в нем алканов нормального и разветвленного строения. Нефть же источника 1 идентична с непско-ботуобинскими и сюгджерскими нефтями (табл. 5).

Таким образом, одинаковый характер распределения реликтовых УВ, наличие 12- и 13-метилалканов, специфика химической структуры кюэнеликянских нефтей свидетельствуют о единой природе их генерации. Некоторые же различия в физико-химических свойствах, в химической структуре смолистой части, в групповом составе реликтовых УВ обусловлены, по-видимому, разной степенью химического и биологического окисления нефтей этих источников.

### **Миграционные битумы в вендских отложениях**

По ряду геологических признаков кюэнеликянские нефтяные источники связаны с залежью, локализация которой наиболее вероятна в отложениях старореченской (бюкской) свиты. В предполагаемой модели разреза чехла эти отложения являются наиболее

нефтенасыщенными.

Нафтидопроявления имеют региональный масштаб распространения (рис. 3) [4, 8, 9]. Повышенная их концентрация (0,3-0,5%, и более) приурочена к южной части Анабарской антеклизы и отдельным площадям Сюгджерской седловины, где в скважинах установлены притоки нефти (Танхайская площадь), газа и воды с нефтяными пленками и эмульсией, а также включения жидких и вязких нефтей (малът) и включения вязких битумов (асфальтов). На большей части данной территории концентрации нафтидов находятся в пределах 0,1-0,3% - минимальные значения для возможного формирования зон нефтегазонакопления (ЗНГН). Эти значения, вероятно, распространяются на север, где в вендских отложениях (аналогах бюкской свиты), главным образом, в области гипергенеза, известны обильные нафтидопроявления.

Зоны со средними содержаниями ХБА 0,1-0,3% и более отвечают грациям катагенеза МК<sub>1</sub>-МК<sub>2</sub><sup>2</sup>; они находятся в пределах «нефтяного окна» - области развития нефтяных УВ, отвечающей «главной фазе нефтеобразования» (ГФН), наиболее благоприятной для образования нефтяных залежей [8, 9].

С запада и востока, соответственно, со стороны Тунгусской и Вилюйской синеклиз область развития ХБА с концентрациями 0,1-0,3% последовательно окаймляются полосами с содержанием битумоидов 0,1-0,05 и 0,05-0,01%. Две эти градации отвечают так называемым «путевым» миграционным потерям УВ, что не исключает наличия участков с более высокими концентрациями нафтидов. Например, в междуречье Вилюй-Моркока - в зоне перехода от Сюгджерской седловины к Тунгусской синеклизе в случае благоприятных структурных условий и наличия резервуаров, т.е. факторов, обуславливающих возможность формирования ЗНГН. Эти поля соответствуют в основном градации катагенеза МК<sub>3</sub>. Наконец, на юго-западе выделяется участок с содержанием нафтидов менее 0,01%, что практически означает их отсутствие. Здесь стадии катагенеза ОВ от МК<sub>4</sub> и выше. На этих высоких стадиях, отвечающих «главной фазе газообразования» (ГФГ), нефть, если и локализовалась где-либо, то была вытеснена газом в вышележащие горизонты, либо, по восстанию пластов.

Однотипность состава УВ в нефтях венд-нижнепалеозойского комплекса и сходство с ОВ одновозрастных отложений могут свидетельствовать об их генетическом единстве. Однако, вопрос об «очаге нефтегазообразования» (ОНГО) для указанных нефтей однозначно не решен.



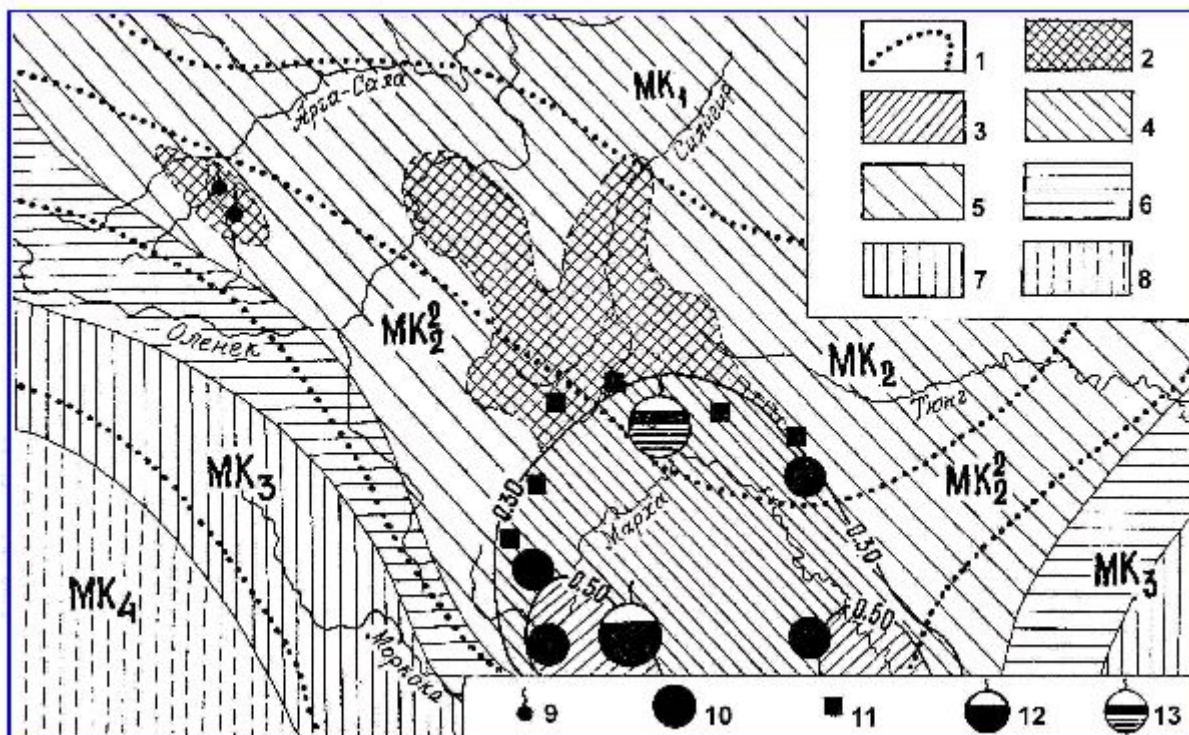


Рис. 3. Миграционные битумы в вендских отложениях (по Т.К. Баженовой, 1996).

1 - границы градаций катагенеза ( $MK_1$ - $MK_4$ ); 2 - области распространения битумов на поверхности (зона гипергенеза); 3-8 - средние концентрации битумов (%) в зоне катагенеза (по данным глубокого бурения): 3 -  $>0,5$ ; 4 -  $0,5-0,3$ ; 5 -  $0,3-0,1$ ; 6 -  $0,1-0,05$ ; 7 -  $0,05-0,01$ ; 8 -  $<0,01$ ; 9 - кюэнеликянские источники нефти; 10 - пропитывание пород нефтью; 11 - включения вязких битумов; 12-13 - притоки в скважинах: 12 - пластовой воды с нефтью; 13 - воды с газом, пленками или эмульсией нефти.

В исследованном регионе в венд-нижнекембрийских отложениях локализован ОНГО, который, предположительно, мог служить источником генерации, в том числе и кюэнеликянских нефтей. Этот ОНГО протягивается в направлении с северо-запада на юго-восток, приурочен к междуречью Марха-Виллой, распространяется в пределы Непско-Ботубинской антеклизы, а также Тунгусской и Виллюйской синеклиз.

Диапазон продуктивности выделенного ОНГО по нефти составляет от высокой (500-1000 тыс. т/км<sup>2</sup>) до средней (200-500 тыс.т/км<sup>2</sup>), для газа - от средней до пониженной (100-200 млн.нм<sup>3</sup>). Относительно менее выраженная «очаговая территория» охватывает центральную часть Сюгджерской седловины (с краем Сюльдюкарского выступа Непско-Ботубинской антеклизы) и часть южного склона Анабарской антеклизы; она характеризуется средней продуктивностью по нефти и пониженной - по газу. Намечается также несколько гипотетических центров ОНГО, требующих дальнейшего изучения [4, 8, 9].

Миграция УВ, вероятно, имела многоактный, пульсационный характер: данные свидетельствуют о высокой дифференциации нафтидов, что может быть обусловлено только

многостадийностью поступления УВ. Ведущая роль принадлежит вертикальной ступенчатой миграции. Об этом говорят особенности состава нефтей (близкие концентрации УВ разных гомологических рядов, однотипность распределения УВ внутри ряда и другие признаки):

- наличие аномальных концентраций нафтидов не только в проницаемых, но и в «изолирующих» комплексах;
- «облегчение» состава нефтей в наиболее высоко залегающих горизонтах, что может быть обусловлено только миграционной фильтрацией.

При сопоставлении кюэнеликянских нефтей и нефтей древних залежей оказалось, что при близком УВ-составе и практически одинаковом распределении реликтовых структур, первые, в отличие от нефтей Непско-Ботубинской антеклизы и Сюгджерской седловины, характеризуются, как было сказано, значительно меньшим содержанием асфальто-смолистых компонентов. Это можно объяснить влиянием фильтрационного эффекта, однако существование таких нефтей в течение длительного времени в условиях зоны гипергенеза не может иметь удовлетворительного объяснения. Логично предполагать связь кюэнеликянских нефтей с глубокими горизонтами и/или постоянное поступление свежих порций нефтяных флюидов, что согласуется с характером и направлением миграционных процессов. Следовательно, рассматриваемые естественные выходы нефтей не являются, вероятно, остатками разрушенных залежей УВ, а отражают процесс современного разрушения залежи, существующей на глубине (рис. 3).

Очевидна связь кюэнеликянских нефтепроявлений с зонами разломов. Вдоль одной из них, северо-западного простирания, и установлена зона интенсивного миграционного потока нефтяных флюидов [5].

#### **Прогноз геологического разреза, оценка перспектив нефтегазоносности и рекомендации по освоению кюэнеликянской площади**

Приведенный фактический материал позволяет осуществить прогноз геологического разреза в районе кюэнеликянских нефтепроявлений, сделать выводы относительно сопутствующих им условий, природы, занимаемой позиции в структуре территории, оценить перспективы, обосновать нефтегазопроисследовательские работы на участке источников нефти и при открытии связанной с ними залежи - ее практическое использование.

В районе кюэнеликянских источников нефти предполагается следующий разрез осадочной толщи (рис. 2) [7].

На кристаллическом фундаменте здесь залегает старореченская свита. В ее основании прогнозируется пачка существенно кварцевых песчаников, с вероятной мощностью в несколько метров и с удовлетворительными коллекторскими свойствами. Нижняя часть

свиты представлена доломитами с прослоями глинистых доломитов, мергелей, возможно и аргиллитов и включениями сульфатов в виде примеси в породах, желваков и, вероятно, редких прослоев. Вышележащая толща образована светлыми доломитами кристаллически-зернистыми, строматолитовыми, прослоями оолитовыми и онколитовыми. В верхах разреза предполагается наличие зоны, затронутой древним выветриванием с улучшенными емкостными характеристиками. Общая мощность старореченской свиты оценивается в 150-170 м.

Выше с размывом залегает манькайская свита. В ее основании не исключено наличие пласта песчаников мощностью до 2-3 м. Вышележащая часть разреза может рассматриваться как покрывка с низкими или удовлетворительными изолирующими свойствами. Она представлена пестрым набором пород - глинистыми известняками, мергелями, в отдельных пакетах - аргиллитами, которые переслаиваются маломощными пластами чистых карбонатных пород. Окраска пород - от серой до красноцветной. В верхах свиты (до 30-40 м) преобладают известняки и доломиты серой окраски, нередко водорослевые, которые могут быть потенциальным коллектором. Суммарная мощность манькайской свиты превышает 100 м, возможно достигает 130-150 м.

Эмяксинскую свиту, залегающую на манькайской, слагают преимущественно, глинисто-карбонатные красноцветные породы. Она может рассматриваться в целом как покрывка. Не исключено развитие на этом уровне небольших но мощности (десятки метров) водорослево-археоциатовых биогерм, представленных массивными сероцветными известняками. Нижняя возрастная граница вышележащей кындынской серии смещается вниз по разрезу с востока на запад, поэтому мощность красноцветов эмяксинской свиты будет меньше, чем в восточных разрезах (бассейн р. Кенгеде), и больше, чем в западных (низовья р. Мойеро). Предварительно она оценивается в 170-200 м.

Кындынская серия в целом состоит из двух частей: нижней - преимущественно известняковой и верхней - доломитовой. Известняковая толща может быть частично преобразована процессами доломитового метасоматоза, заметно улучшающими коллекторские свойства пород. На дневную поверхность она, выходит восточнее кюэнеликянских нефтепроявлений, и там в ее составе наблюдаются биогермные постройки.

В районе нефтепроявлений ожидается развитие в основном шлейфовых (зарифовых) фаций - обломочных, оолитовых, ракушечниковых и других разностей известняков. При наличии в толще горизонтов с улучшенными коллекторскими свойствами, возможно обнаружение здесь залежей нефти даже при отсутствии пород, традиционно рассматриваемых как покрывки. Так, на Моктаконской площади (Туруханский район)

залежь нефти была открыта в нижней части костинской серии, которая является литологическим аналогом кындынской. Залежь приурочена к кавернозным доломитам с открытой пористостью 3-11% и экранируется доломитовой же пачкой мощностью до 60 м.

Видимая в обнажениях мощность известняков кындынской серии превышает 100 м; полная мощность их толщи оценивается в 200-250 м.

Заканчивается разрез кындынской серии толщей сероцветных доломитов, которая по набору пород, их текстурным и структурным особенностям принадлежит к так называемому Западно-Якутскому рифогенно-аккумулятивному комплексу. Ее мощность в районе кюэNELIKЯнских нефтепроявлений может достигать 600-700 м. Учитывая небольшие глубины залегания, развитие здесь толщи многолетнемерзлых пород, нарастающей с юга на север: от 200 м (бассейн р. Оленек) - 300 м (бассейн р. Арга-Сала) до 500-600 м (бассейн верхних течений рр. Кукусунда, КюэNELIKЯн, Кенгеде) [4], ожидать в ней залежи УВ представляется маловероятным.

Завершает разрез чукукская (?) свита, состоящая, в основном, из обломочно-оолитовых и разнотекстурных доломитов и известняков мощностью до 250 м.

По приведенным данным, ожидаемые уровни локализации коллекторов и связанных с ними скоплений УВ прогнозируются в основании и кровле старореченской, а также манькайской свит, в биогермных породах эмяксинской свиты и в основании кындынской серии (рис. 2).

Совершенно очевидна связь нефтегазопроявлений с зонами разломов, ее подтверждает и приуроченность кюэNELIKЯнских источников к дайке долеритов северо-западного простирания (рис. 1, 2), которая прорвала по нарушению экранирующие толщи и обусловила подток нефти к дневной поверхности. К системам разломов приурочены и другие проявления УВ.

Разломы обусловили блоковую делимость рассматриваемой территории, выраженную в строении фундамента и чехла: ступенеобразное погружение блоков фундамента контролирует мощность и стратиграфическую полноту осадочного разреза; развитие барьерно-рифового комплекса; Арга-Салинский горст и другие структурные формы. Активизация разломов на разных стадиях развития территории вызывала перемещения блоков и стимулировала миграционные процессы, которые приводили либо к накоплению нефти и газа в благоприятных структурно-литологических условиях, либо к рассеиванию УВ в породах чехла.

Новейшие тектонические движения окончательно сформировали современную блоковую структуру, в частности, они контролируют вертикальные перетоки флюидов,

наиболее интенсивные в зонах разломов. Не исключено, что в настоящее время кюэнеликянская нефтяная залежь тектонически экранирована в блоках, пересекающих р. Кюэнеликян (с отмеченной выше дайкой долеритов) в северо-восточном направлении. Источники 1 и 2 находятся в блоках разных гипсометрических уровней, чем обусловлены некоторые различия в гипергенезе их нефтей [4].

В целом, невысокая степень окисления кюэнеликянских нефтей, относительно выдержанный дебит источников (несколько десятилетий - от 6 до 10 л/сут. [4]) и другие параметры свидетельствуют не только о наличии на глубине залежи, но и о значительном энергетическом потенциале недр (вероятно, с аномальным пластовым давлением).

Особо следует отметить «низкотемпературные условия осадочного разреза». По данным института ЯИГН СО РАН замеры температур, проведенные в стационарном режиме в скважине Айхальская-703, показывают, что зона нулевых значений располагается на глубине 820 м. Максимальная глубина, на которой производились замеры, - 1300 м, с пластовой температурой +3,5°C. В скважинах на Бысытыхской, Орто-Силигирской, Удачининской площадях температурные наблюдения в стационарном режиме не велись.

Низкие температуры пород не оказывают существенного влияния на миграционную способность кюэнеликянской нефти, поскольку температура ее застывания -58°C, а содержание парафина составляет 0,4%. Поэтому кюэнеликянская нефть вполне подвижна в пластовых условиях, и есть все основания ожидать притоки нефти в скважинах без специальной подготовки пласта.

Теплотворная способность кюэнеликянских нефтей была определена расчетами по формулам Д.И. Менделеева и Крэга [7]. Полученные результаты сравнивались, с оценкой их достоверности.

1. По формуле Менделеева, вычисление теплоты сгорания топлива на основе его элементного состава:

$$Q_B = 81C + 300H - 26(O-S),$$

где  $Q_B$  - высшая теплота сгорания топлива; C, H, O, S - содержание соответствующих элементов в %.

Элементный состав (усредненные значения):

$$C = 84,64\%; H = 12,56\%; \Sigma NSO = 2,8\%, \text{ где } Q_B = 1,86\%, N=0,28\%, S = 0,66\%$$

$$Q_B = 81 \cdot 84,64 + 300 \cdot 12,56 - 26 \cdot (2,8 - 0,66) = 10568,2; Q_B = 10568 \text{ ккал}$$

2. Формула Крэга, применима для нефтяных топлив с плотностью от 0,510 до 0,990 и дает расхождения с опытными данными до 3%:

$$Q_B = 12400 - 2100\rho^2, \text{ где } Q_B - \text{ высшая теплота сгорания топлива; } \rho - \text{ плотность топлива;}$$

$$\rho = 0,84-0,86 \text{ г/см}^3 \approx 0,85 \text{ г/см}^3$$

$$Q_B = 12400 - 2100 \cdot (0,85)^2 = 10883,8; Q_B = 10884 \pm 827 \text{ ккал}$$

Сравнение полученных результатов показывает их сходимость. Среднее значение теплотворной способности кюэNELИкЯнских нефтей 10726 ккал.

Предполагаемая ЗНГН, включающая кюэNELИкЯнскую залежь, представлена сопряженными блоками, в пределах которых находятся источники нефти (рис. 1, 2). При экспертной качественно-количественной оценки ресурсов ее УВ сырья соотношение нефть/газ в геологических ресурсах и коэффициенты извлечения при расчете извлекаемых ресурсов для Анабарской НГО взяты по данным СНИИГГиМС [7] (табл. 6).

Таблица 6

#### Экспертная качественно-количественная оценка ресурсов УВ КюэNELИкЯнской ЗНГН

Плотность прогнозная, тыс.т/км <sup>2</sup>	Геологические ресурсы УВ, млн.т			Извлекаемы ресурсы УВ, млн.т		
	Всего	Нефть, конденсат	Газ	Всего	Нефть, конденсат	Газ
10	25	20	5	10	6	4
				Средняя плотность 4 тыс.т/км <sup>2</sup>		
15	37	30	7	15	9	6
				Средняя плотность 6 тыс.т/км <sup>2</sup>		
20	50	40	10	20	12	8
				Средняя плотность 8 тыс.т/км <sup>2</sup>		

Соотношение нефть/газ = 80/20     $K_{\text{извл. нефти}} = 0,3$      $K_{\text{извл. газа}} = 0,85$

Площадь прогнозируемой ЗНГН = 2,5 тыс.км<sup>2</sup>

Предполагаемая плотность прогнозных ресурсов = 10-20 тыс.т/км<sup>2</sup>

Многие вопросы строения и нефтегазоносности рассматриваемой территории могут осветить результаты бурения непосредственно в районе кюэNELИкЯнских источников. Расположение скважин и их очередность указаны на рис. 2. Первая и вторая скважины должны быть заложены около источников нефти. Прежде всего рекомендуется разбурить площадь источника 2. В пользу такого выбора очередности, несмотря на несколько худшую характеристику качества его нефти, свидетельствует больший, чем у первого источника, дебит поступления нефти на дневную поверхность, более близкое расположение к магистральному пути миграции УВ флюидов от ОНГО, прогнозируемого к юго-западу от участка работ, а также некоторые структурно-тектонические параметры. Вторым должен разбуриваться источник 1, В зависимости от результатов бурения первой и второй скважин уточняется конкретное местоположение и очередность других скважин. Причем одну из них желательно заложить в пределах выявленной зоны вертикального миграционного потока УВ, другую - в пределах предполагаемой зоны латеральной миграции флюидов. При залегании поверхности фундамента на глубине 1,5-2 км, бурением будет вскрыт весь разрез чехла,

представленный сверху вниз чукукской свитой, кындынской серией, эмяксинской и манькайской свитами кембрия и старореченской свитой венда (рис. 2).

При этом, видимо, целесообразно использование буровой установки "БУ-2000", что позволит упростить комплекс организационно-технических мероприятий, связанных с бурением особенно в слабоизученных районах с неразвитой инфраструктурой, оперативно получить результаты и в целом уменьшить стоимость работ.

Здесь, при успешном проведении бурения, вполне вероятно открытие залежи (месторождения) нефти, что позволит решить ряд насущных народнохозяйственных задач в Оленекском улусе Республики Саха (Якутия), весьма удаленном от ее промышленно развитых центров, а также создать условия для развития нефтегазопроисковых работ на территории слабо изученной северной части Сибирской платформы с целью подготовки ресурсной базы УВ для обеспечения строящегося трубопровода ВСТО.

### Литература

1. *Арчegov В.Б.* Блочные структурные формы земной коры и нефтегазоносность // *Общ. и регион. геология, геология морей и океанов; геол. картирование: Обзор АО "Геоинформмарк"*. - М., 1995 - 52 с.
2. *Арчegov В.Б., Зинченко В.Н.* Особенности складчато-блоковой структуры восточной части Сибирской платформы в связи с выбором рациональных направлений поисково-разведочных работ на нефть и газ // *Вопросы оптимизации прогноза поисков и разведки месторождений нефти и газа на Сибирской платформе. Тез. докл. – Иркутск, 1987. – С. 63-65.*
3. *Арчegov В.Б., Зинченко В.Н., Петрова Т.Е., Дьяченко В.М.* Прогноз зон нефтегазоносности Сюджерской седловины // *Прогноз зон нефтегазонакопления и локальных объектов на Сибирской платформе. Сб. научных трудов. – Л.: ВНИГРИ, 1988. – С. 182-193.*
4. *Арчegov В.Б., Филатов С.С., Герман Е.В., Чалая О.Н., Зуева И.Н., Трущелева Г.С.* Источники нефти на южном склоне Анабарской антеклизы // *Низкопористые породы-коллекторы и их роль при оценке нефтегазоносности. – Л.: Тр. ВНИГРИ, 1991. – С. 142-158.*
5. *Арчegov В.Б.* Разломы, блоки и естественные нефтепроявления на юге Анабарской антеклизы // *Тез. докл. научно-практ. конф. «Блочное строение земной коры и нефтегазоносность».* - СПб.: ВНИГРИ, 1994.- С. 72-73.
6. *Арчegov В.Б., Филатов С.С.* Распределение нафтидов в блоковых структурах северо-востока Сибирской платформы // *Тез. докл. первой Межд. Конф. «Геохимическое моделирование и нефтематеринские породы нефтегазо-носных бассейнов».* - СПб.: ВНИГРИ, 1995. - С. 89-90.
7. *Арчegov В.Б., Филатов С.С.* Естественные нефтепроявления на юге Анабарской антеклизы - реальные топливно-энергетические ресурсы Республики Саха (Якутия) // *Сб. докл. «Теория и практика геолого-экономической оценки разномасштабных нефтегазовых объектов».* СПб.: ВНИГРИ, 1999. - С. 52-58.
8. *Баженова Т.К., Беляева Л.С., Биккенина Д.А.* О нефтегазоматеринском потенциале палеозойских и допалеозойских отложений Сибирской платформы // *Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики.* М.: Наука, 1979. – С. 134-142.
9. *Баженова Т.К., Филатов С.С.* Нефтегазоматеринские свиты Сибирской платформы и раздельный прогноз нефтегазоносности // *Нефтегазоносные бассейны Западно-Тихоокеанского региона и сопредельных платформ: сравнительная геология, ресурсы и перспективы освоения.* СПб.: ВНИГРИ, 1998. –С. 101-109.
10. *Бахтуров С.Ф., Евтушенко В.М., Переладов В.С.* Куонамская битуминозная карбонатно-сланцевая формация. – Новосибирск: Наука, 1988. – 161 с.
11. *Белонин М.Д., Арчegov В.Б., Белинкин В.А.* Минерально-энергетический потенциал

Республики Саха (Якутия) // Перспективы развития и освоения топливно-энергетической базы Дальневосточного экономического района, углеводородных ресурсов шельфа морей Северо-Востока и Дальнего Востока России. – СПб.: ВНИГРИ, 1998. – С. 265-277.

12. Бодунов Е.И., Белецкий В.Л., Фрадкин Г.С. Геология, гидрогеология и геохимия нефти к газа южного склона Анабарской антеклизы - Якутск, изд. ЯФ СО АН СССР, 1986. - 176 с.

13. Дорман Н.И., Богатырев Ю.Е., Дьяконова В.А. Региональное строение зоны рифогенных формаций кембрия Западной Якутии // Геологические и экономические аспекты освоения нефтегазовых ресурсов Якутии. Сб. научн. трудов. - Якутск, ЯФ СО АИ СССР, 1988. - С. 51-57.

14. Еханин А.Е., Умперович Н.В., Асташкин В.А. Строение кембрийской рифовой зоны Якутии по данным бурения и сейсморазведки – Геология и геофизика, 1990, № 6. – с. 49-56.

15. Коган А.Б., Фролов Б.М., Пасуманский И.М. Тектоника фундамента Сибирской платформы // Глубинное строение восточных нефтегазоперспективных территорий СССР по результатам комплексной интерпретации геолого-геофизических данных. Сб. трудов. – Л.: ВНИГРИ, 1979. – с. 7-44.

16. Макаров К.К. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности бассейнов р.р. В.Кенелекан и Силигир на южном склоне Анабарского щита // Материалы по геологии и нефтеносности Якутской АССР. -Л.: Тр. ВНИГРИ, вып. 130, 1959. - с. 81-106.

17. Макаров К.К., Лазаренко Н.П., Филатов С.С. Новое в стратиграфии кембрийских отложений западной части южного крыла Анабарской антеклизы // Геология и нефтегазоносность Западной Якутии. - Л.: Тр.ВНИГРИ, вып.249, 1966. -с. 7-17.

18. Макаров К.К., Косолапов А.И. Геологическое строение и перспективы южного склона Анабарской антеклизы на нефть и газ // Геол. строение и нефтегазонос. Вост. части Сибирской платформы и прилегающих районов. – М.: Недра, 1968. – с. 341-351.

19. Объяснительная записка к листу О-49. - М.: Госгеолиздат, 1958.

**Рецензент:** Козлов Александр Владимирович, доктор геолого-минералогических наук.

**Archegov V.B.**

Saint-Petersburg state Mining institute (technical university) SPSMI(TU), Saint-Petersburg, Russia

### **BLOCKING DIVISIBILITY AND NATURAL OIL SOURCES AT THE SOUTH OF ANABAR ANTECLISE AS RELATED TO DEVELOPMENT OF THE OIL-AND-GAS COMPLEX OF SIBERIAN PLATFORM**

*Construction of the pipeline “East Siberia – Pacific” assumes the combine development of the whole oil-and-gas resources complex of Siberian platform. The paper analyzes geological structure of promising for hydrocarbons areas at Anabar anteklise. Attention is focused upon presence of natural oil sources on the surface there, some recommendations are given for development of Kyuenelikyanskaya area.*

**Key-words:** Siberian platform, Anabar anteklise, geological structure, faults, blocks, oil, gas, natural oil sources, bitumens, oil-and-gas potential, project cross-section, wells.

#### **References**

1. Archegov V.B. Block structural forms of earth crust and petroleum potential // General and regional geology, geology of seas and oceans; geol. mapping: Review AO “Geoinformmark”. – М., 1995 – 52 p.

2. Archegov V.B., Zinchenko V.N. Peculiarities of fold-block structure of eastern Siberian platform in connection with choosing the rationale directions of exploration for oil and gas // Problems of optimizing the forecast of prospecting and exploration of oil and gas fields on the Siberian platform. Abstracts of papers. – Irkutsk, 1987. – P. 63-65.

3. Archegov V.B., Zinchenko V.N., Petrova T.E., Diachenko V.M. Forecast of oil-gas zones, Syugdzhersk saddle // Forecast of zones of oil-gas accumulation and local objects on the Siberian platform. Coll.of scient. transactions. – Л.: VNIGRI, 1988. – P. 182-193.

4. Archegov V.B., Filatov S.S., German E.V., Chalaya O.N., Zueva I.N., Truscheleva G.S. Sources of oil on the southern flank of the Anabar anteklise // Low porosity reservoirs and their role in petroleum



potential estimation. – L.: Trans. VNIGRI, 1991. – P. 142-158.

5. Arhegov V.B. Fractures, blocks and natural oil shows in the south of the Anabar antecline // Abstracts of papers of scient.-pract conf. "Block structure of earth crust and petroleum potential: – SPb.: VNIGRI, 1994. – P. 72-73.

6. Arhegov V.B., Filatov S.S. Distribution of naphthides in block structures, north-eastern Siberian platform // Abstracts of papers of 1 International conference "Geochemical modeling and source rocks of petroleum basins". – SPb.: VNIGRI, 1995. – P. 89-90.

7. Arhegov V.B., Filatov S.S. Natural oil shows in the south of the Anabar antecline – real fuel-energy resources of the Sakha Republic (Yakutia) // Collection of papers "Theory and practice of geological-economic estimation of different scale petroleum-bearing objects". SPb.: VNIGRI, 1999. – P. 52-58.

8. Bazhenova T.K., Belyaeva L.S., Bikkenina D.A. About the potential of oil-gas source rocks of Paleozoic and prePaleozoic deposits, Siberian platform // Oil-gas source rocks formations and principles of their diagnostics. M.: Nauka, 1979. – P. 134-142.

9. Bazhenova T.K., Filatov S.S. Oil-gas source rocks formations of the Siberian platform and separate forecast of petroleum potential // Oil-gas basins of the Western-Pacific region and adjoining platforms: comparative geology, resources and development prospects. SPb; VNIGRI, 1998. – P. 101-109.

10. Bakhturov S.F., Evtushenko V.M., Pereladov V.S. Kuonam bituminous carbonate-shale formation. – Novosibirsk: Nauka, 1988. – 161 p.

11. Belonin M.D., Arhegov V.B., Belinkin V.A. Mineral-energy potential of the Sakha Republic (Yakutia) // Prospects of developing the fuel-energy base of the Far Eastern economic district, hydrocarbon resources of shelves of the North-East and the Far East Seas, Russia. – SPb: VNIGRI, 1998. – P. 265-277.

12. Bodunov E.I., Beletsky V.L., Fradkin G.S. Geology, hydrogeology and geochemistry of oil and gas, the southern flank of the Anabar antecline – Yakutsk, publ. house YaF SO AN SSSR, 1986. – 176 p.

13. Dorman N.I., Bogatyrev Yu.E., Diakonova V.A. Regional structure of zone of Cambrian reef formations, western Yakutiya // Geological and economic aspects of developing the oil-gas resources of Yakutia. Collection of scientific transactions. – Yakutsk, YaF SO AN SSSR, 1988. – P. 51-57.

14. Ekhanin A.E., Umperovich N.V., Astashkin V.A. Structure of the Cambrian reef zone, Yakutia, on the data of drilling and seismic survey – Geology and geophysics, 1990, №6. – P. 49-56.

15. Kogan A.B., Frolov B.M., Pasumansky I.M. Tectonics of basement, Siberian platform // Deep structure of USSR eastern territories prospective for oil and gas on the results of complex interpretation of geological-geophysical data. Collection of transactions. – L.: VNIGRI, 1979. – P. 7-44.

16. Makarov K.K. Geological structure and petroleum prospects of the basins of V. Kenelekan and Siligir Rivers on the southern flank of the Anabar shield // Materials on geology and petroleum potential of the Yakutsk ASSR. – L.: Transactions of VNIGRI, issue 130, 1959. – P. 81-106.

17. Makarov K.K., Lazarenko N.P., Filatov S.S. New data on stratigraphy of Cambrian deposits, western part of the Anabar antecline southern flank // Geology and petroleum potential of western Yakutia. – L.: Transactions of VNIGRI, issue 249, 1966. – P. 7-17.

18. Makarov K.K., Kosolapov A.I. Geological structure and petroleum potential of the Anabar antecline southern flank // Geological structure and petroleum potential of the Siberian platform eastern part and adjacent districts. – M.: Nedra, 1968. – P. 341-351.

19. Explanatory note to sheet 0-49. – M.: Gosgeolizdat, 1958.