

DOI 10.24412/1728-7634-2023-1-41-62

УДК 553.9(591)

**МЬЯНМА: ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О ГЕОЛОГИИ И ПЕРСПЕКТИВЫ
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЗАПАДА БАСЕЙНА PYAY (PROME)
EMBAYMENT**

© **Масагутов Рим Хакимович**

ГБНУ «Академия наук Республики Башкортостан»; АО НПФ «Геофизика»
г. Уфа, Российская Федерация

Аннотация. В статье кратко изложены по ранее опубликованным работам основные сведения о современном геологическом строении крупных тектонических элементов Мьянмы: Индо-Бирманской (Араканской) складчатой системы, Иравадийского центрального пояса и плато Шан. Иравадийский центральный пояс представляет крупнейший осадочный бассейн, выполненный, преимущественно, песчаными и глинистыми формациями третичного возраста, толщиной около 10 км в осевой зоне. Он имеет субмеридиональную ориентировку и протяженность около 1300 км. Пояс на всем своем протяжении отделяется от соседних тектонических элементов сбросо-надвигами. С привлечением новых данных, приведены сведения по литологии и их условиям образования по бассейну Pyay (Prome) Embayment, расположенного в средней, слабоизученной части Центрального Бирманского Пояса. Определенный интерес в отношении оценки перспектив нефтегазоносности западной части бассейна имеют результаты хроматографического изучения пробы нефти, отобранной в одной кустарной скважине, пробуренной недалеко от скважины ВОС. Проба нефти ниже будет фигурировать под названием нефть района ВОС. Сопоставление результатов интерпретации полученных хроматографических параметров по методике, предложенной зарубежными исследователями Конноном Дж. и Кессоу К. с уже имеющимися по открытым месторождениям показало, что органическое вещество, из которого образовалась нефть района ВОС, сходна по типу, палеогеографическим условиям захоронения в осадочных породах и степени катагенетического преобразования в углеводороды, с органическим веществом нефтегазоконденсатного месторождения Htantabin (Хтантабин). В районе отобранной и проанализированной нефти ранее проведенными гравиметрическими съемками были выявлены две крупные аномалии, которые могут соответствовать на глубине рифовым массивам, обладающими хорошими коллекторскими свойствами. Таким образом, проведенный анализ и обобщение старых и новых геолого-геофизических материалов позволил сделать вывод о возможном открытии новых месторождений углеводородов на западе рассматриваемого бассейна.

Ключевые слова: складчатая система, пояс, плато, формация, коллектор, нефть, месторождение, хроматограмма, пристан, фитан, съемка, перспективы.

**MYANMAR: UNDERSTANDING OF THE GEOLOGY AND PROSPECTS OF OIL
AND GAS POTENTIAL IN THE WEST OF THE PYAY (PROME) EMBAYMENT
BASIN**

© **Masagutov Rim Khakimovich**

GBNU "Academy of Sciences of the Republic of Bashkortostan";
Joint Stock Company "Scientific and Production Company «Geofizika»,
Ufa, Russian Federation

Summary. Based on previously published works, the article briefly outlines the basic information about the modern geological structure of large tectonic elements of Myanmar: the Indo-Burman (Arakan) folded system, the Irrawaddy central belt and the Shan plateau. The Irrawaddy central belt represents the largest sedimentary basin, made mainly of sand and clay formations of the Tertiary age, about 10 km thick in the axial zone. It has a submeridional orientation and a length of about 1300 km. The belt along its entire length is separated from neighboring tectonic elements by fault-thrusts. With the involvement of new data, information is given on lithology and their formation conditions for the Pyay (Prome) Embayment basin, located in the middle, poorly studied part of the Central Burmese Belt. Of particular interest in assessing the prospects for oil and gas potential in the western part of the basin are the results of a chromatographic study of an oil sample taken in one artisanal well drilled near the WTP well. The oil sample below will appear under the name WTP area oil. Comparison of the results of the interpretation of the obtained chromatographic parameters according to the method proposed by foreign researchers Connon J. and Kessow K. with those already available for open deposits showed that the organic matter from which the oil of the VOS region was formed is similar in type, paleogeographic conditions burials in sedimentary rocks and the degree of catagenetic transformation into hydrocarbons, with organic matter of the Htantabin oil and gas condensate field. In the area of the sampled and analyzed oil, earlier gravity surveys revealed two large anomalies that may correspond at depth to reef massifs with good reservoir properties. Thus, the analysis and generalization of old and new geological and geophysical materials made it possible to draw a conclusion about the possible discovery of new hydrocarbon deposits in the west of the considered basin.

Key words: folded system, belt, plateau, formation, reservoir, oil, field, chromatogram, wharf, phytane, survey, perspectives.

Введение. Современное тектоническое строение Республики Союз Мьянма, расположенной на востоке Альпийско-Гималайского подвижного пояса, в которую входят Индийская плита, микроплита Бирмы и плато Шан (Сино-Бирманский массив или Бирманское Нагорье), сформировались в результате длительного развития и характеризуется весьма сложным строением [1; 2; 3; 4 и др.]. На западе континентальной части республики, с запада на восток, выделяются Индо-Бирманская (Араканская) складчатая система, затем (Иравадийский центральный пояс) и плато Шан. Ниже приведена их краткая характеристика.

Основные сведения по крупным тектоническим элементам Мьянмы. Индо-Бирманская (Араканская) складчатая система длиной более 1300 км и шириной, достигающей до 100 и более километров, сформировалась при продвижении Индийской плиты под Бирманскую и представляет аккреционную призму из верхнемеловых и палеогеновых отложений, включающих фрагменты древней океанической коры, интенсивно затронутых надвигами, нарушенными продольными и поперечными нарушениями. В рельефе земной поверхности они выражены горами Лита, Чин и хребтом Аракан – Йома, последний южнее переходит в цепочку островов в Андаманском море. С востока складчатая система на всем своем протяжении отделяется от Центрального Бирманского Третичного Пояса крупным разломом Sagaing.

Центральный Бирманский Пояс – это впадина шириной от 80 до 200 км, расположенная между Индо-Бирманской складчатой системы и плато Шан, выполненная терригенными осадками позднего мела и эоцен-плейстоцена толщиной до 10 км, лежащими на метаморфических и вулканических породах мелового возраста. В поперечном сечении имеет асимметричное строение, наиболее глубокая часть ее смещена на запад. По длинной оси пояс погружается в южном направлении и на юге открывается в Андаманское море. Субмеридиональной прерывистой грядой вулканов Monywa, Pora, Myenettaung и We (Central Volcanic Arc) он делится на западную (преддуговую) и восточную (задуговую) части, выраженных в дневном ландшафте. Вулканическая гряда маркирует положение зоны Бенъофа-Заварицкого. В западной части Пояса с севера на юг выделено 5 бассейнов, Hukawng, Chindwing, Salin, Pyau (Prome) Embayument и Ayearwady Delta, восточной, 2, Shwebo и Vago Yoma. Узловые моменты геодинамического развития бассейнов и его роли в формировании современного структурного плана [5].

Плато Шан, это блок земной коры, возвышающийся над Иравадийским центральным поясом по разлому Shan Scarp, представляющим собой 600 метровый сбросо-сдвиг и по которому проходит граница между ними. По сбросовой составляющей дизъюнктива плато смещается относительно центрального пояса в северном направлении и в настоящее время является причиной возникновения землетрясений, происходящих в этой части Мьянмы. Сложен архей-кембрийскими ортогнейсами с прослоями сланцев, кварцитов, поверх которых залегают карбонаты осадочного чехла.

Литология, стратиграфия, обстановки и условия формирования осадочного чехла бассейна Pyau (Prome) Embayument. Первоначальная информация по литологии и стратиграфии бассейна Pyau (Prome) Embayument, как и всего Центрального Бирманского Третичного Пояса, была получена при изучении вещественного состава, возраста и других параметров выведенных на дневную поверхность пород. Уточнение и пополнение ее проходило по мере получения новых результатов по горным выработкам, а также геохимическим и другим видам съемок. Полученная информация, удовлетворительная до формации Okhmintaung верхнего эоцена осадочного чехла, недостаточна по нижним и поэтому по ним не определены толщины и не проведено более подробное расчленению отложений нижнего и среднего эоцена. Также не выделены в них потенциально нефтегазоносные комплексы, несмотря на присутствие в их разрезе песчаных коллекторов и глинистых покрышек. Остались под вопросом выделение нефтегазоносных комплексов и в олигоцене (рисунок 1).

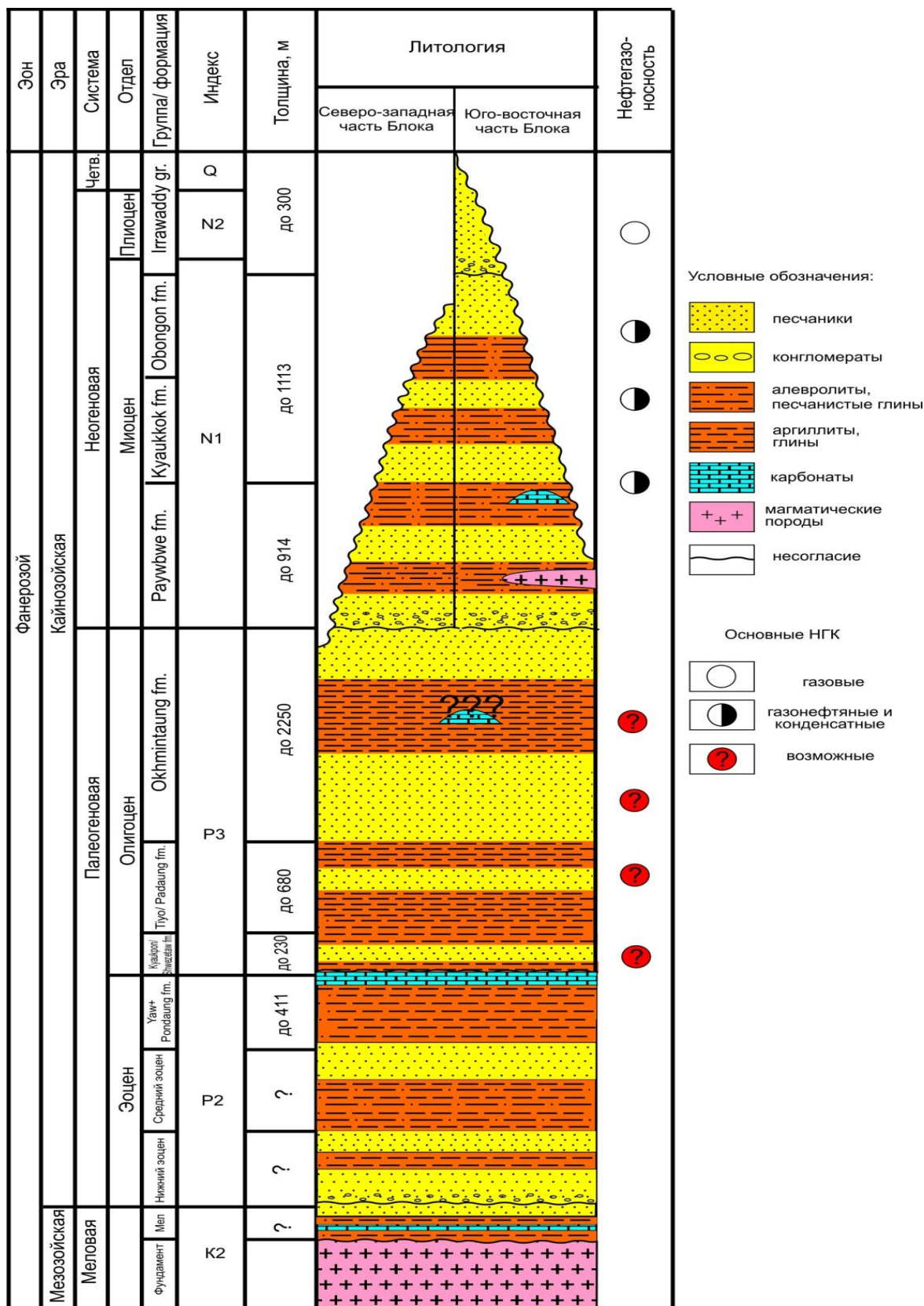


Рис. 1. Схематический сводный разрез бассейна. Заимствован из отчета MOGE)

Согласно фондовым источникам и опубликованных работ в основании осадочного разреза бассейна залегает кристаллический фундамент среднего мела, сложенный ультраосновными магматическими породами и серпентинитами темно-зелеными и зеленоватыми. Верхнемеловые породы занимают по толщине незначительную часть осадочной толщи. Из-за более длительного перерыва и размыва отложений в верхней части осадочного чехла северо-западной части бассейна Руау (Prome) Embayment, разрез его юго-востока отличается большей стратиграфической полнотой и толщиной.

Верхнемеловые отложения с перерывом залегают на фундамент. Они, выведенные в западной части бассейна на поверхность вдоль подножья хребта Аракан-Йома Индо-Бирманской складчатой системы и изученные при проведении геологических съемок, представлены известняками светло-серыми до серых, очень крепкими, мелкокристаллическими, с хорошо выраженной слоистостью по 10-15 см, фораминиферовыми, с руководящими формами *Helgerella* sp. Полости раковин заполнены шпатовидным кальцитом. Фораминиферовые известняки формировались в обстановке теплого моря. Перекрыты аргиллитами, с прослоями песчаника, которые отлагались в прибрежных условиях этого же моря, так как содержат аналогичные формы фораминифер.

Нижнеэоценовые образования, нерасчлененные на формации, с перерывом ложатся на меловые. Перерыв диагностируется по наличию в ее подошвенной части эоцена прослоя конгломератов, на 80% состоящих из окатанных и полуокатанных кварцевых галек размерностью от 2 мм до 15 см, заключенных в коричневатый песчанистый матрикс. Поверх них залегают песчаники беловато-серые до светло-серых, крепкие, тонко- до мелкозернистых, со знаками волновой ряби, с явно выраженной слоистостью от 0,6 до 1,2 м, затем аргиллиты темно-серые, местами рыхлые, песчанистые, хрупкие, с узловатой текстурой, с высоким содержанием углеродистого вещества вдоль плоскостей напластования. Они сформировались после вывода в конце верхнего мела территории на поверхность с континентальной обстановкой осадконакопления.

Среднеэоценовая толща, также нерасчлененная, согласно залегает на нижнеэоценовой и представлена двумя пачками. Нижняя пачка состоит из голубовато-серых песчанистых глин с высоким содержанием углеродистого вещества вдоль плоскостей напластования. Верхняя пачка состоит из желтовато-коричневого, крепкого, мелко- до среднезернистого тонкослоистого песчаника со следами волновой ряби и диагональным напластованием. Глины предположительно откладывались в мелководно морской обстановке, на что указывают фораминиферовые сообщества *Nonions*, а косая слоистость песчаников указывает на иные условия осадконакопления, скорее всего на прибрежные.

Верхнеэоценовые отложения (формация Yaw-Pondaung) сложены преимущественно аргиллитами и глинами светло- и зеленовато-серыми, пластичными, тонкослоистыми, с многочисленными включениями углеродистого вещества, ожелезненными. Содержание в них Сорг. достигает по результатам геохимических исследований до 1,19% [18]. Ожелезнение и высокое содержание С орг. указывает на образование аргиллитов и глин в условиях болот и маршей. Перекрывающие терригенные отложения органогенные известняки от беловатого до розоватого цвета, крепкие, с хорошо выраженной слоистостью (0,6 – 1,50 м). В них содержится обильная фауна *Discocyclusina* sp. и *Operculina* sp., свидетельствующая об отложении их мелком и теплом море, куда не приносился терригенный материал. Верхняя граница известняков рассматривается в качестве литологического репера и является кровлей формации Pondaung.

Нижнеолигоценовые породы (формация Kyaukpon/Shwezetaw), представленные песчаниками с прослоями глины песчанистой, согласно залегают на верхнеэоценовых породах. Песчаники темно-серые, при выветривании становятся сине-серыми, крепкие, мелко- до среднезернистых, тонкослоистые и массивные. Глины песчанистые зеленовато-серые, темно-серые, пластичные, с узловатой текстурой, алевролитистые, слюдястые, с содержанием углефицированных остатков, с буро-серыми сидеритовыми конкрециями. В них определены фораминиферы ассоциаций *Cibicides*, *Bolivina*, *Vagina* и др., которые свидетельствуют о более глубокой внутренней неритовой обстановке в существовавшем в это время море.

Среднеолигоценовая формация Tiyo/Padaung к северу от широты, проходящей примерно через середину месторождения Pyau (Prome Hills), подразделяется на две толщи, нижнюю глинистую и верхнюю, слоистую. Южнее ее она полностью глинистая. Глинистая толща обеих типов разреза сложена глинами темно-серыми и темно-зелеными, мягкими, с узловатой текстурой, песчанистыми и с линзами текстур «конус в конусе», с включениями мергеля. Они чередуются с песчаниками светло-серыми, крепкими, тонкозернистыми, тонкослоистыми (5-20 см), известковистыми, ожелезненными, слабо биотурбированными, с включениями глинистых галек и фрагментов раковин. Верхняя слоистая, представлена чередованием песчаников серых, твердых, мелкозернистых, глинистых, массивных с аргиллитами темно-серыми до сине-серых, пластичными, с узловатой текстурой, слюдястыми и песчанистыми. В целом формация Tiyo/Padaung характеризуется высоким содержанием органических остатков, таких как планктонных *Globigerina Ciproensis*, *Globigerina Ouachitaensis* и др., а также бентосных *Naplophragmoides* 1, *Bathysiphon* 2, средне-олигоценовых

руководящих форм. В зеленоватых глинах содержатся глубоководные разновидности фораминифер *Karreriella*, *Uvigerina*, *Cibicides* и др).

Верхнеолигоценая формация *Okhmintaung* сложена толщами песчаников, расчлененных аргиллитами. Песчаники, преобладающие в разрезе, серые, желтовато-серые, мелкозернистые, крепкие, глинистые, преимущественно тонкослоистые (15-20 см), иногда массивные, косослоистые, с волноприбойными знаками, с ходами илоедов. Содержат прослой синевато-серых глин, содержащих фауну *Rotalia*, *Globigerina*, *Globigerinoides triloba*, указывающую на мелководно-морскую внутреннюю неритовую обстановку осадконакопления. В верхней части формации встречаются раковины двухстворчатых моллюсков рода *Lamellibranchia*, обитающих в прибрежной зоне морского бассейна. В южном направлении песчаники становятся более глинистыми за счет уменьшения песчаности. Аргиллиты алевроитистые, темно-серые, рыхлые до крепких, узловатые, местами алевроитистые, в них присутствуют раковины двустворчатых моллюсков и другие ископаемые остатки. Местами аргиллиты переслаиваются с тонкими прослоями песчаников.

Миоценовые отложения нижнего неогена, включающие в себя (снизу вверх) формации *Puawbwe*, *Kuaukkok* и *Obogon*, как принято считать, залегают с перерывом на верхнеолигеновых (рисунок 1). Однако, данными скважины *Mayatan* -1, пробуренной на юго-востоке бассейна, в керне из контакта отложений не выявлено изменения в видовом составе фораминифер, что дает повод усомниться о наличии несогласия. Вопрос требует дальнейшего изучения.

Формация *Puawbwe* представлена аргиллитами, зеленовато-серыми до синевато-серых, пластичными, узловатыми, локально песчанистыми с вкраплениями углеродистого вещества и высоким содержанием микрофоссилий. В синевато-серых разностях глины содержатся мелководные фораминиферы *Rotalia* и *Nonion*, указывающие на соответствующие морские условия их обитания. По материалам бурения в разрезах скважин *Mayatan*-1 и *Mayatan*-3 среди глин выявлены локально развитые плотные известняки, а на месторождении *Htantabin* пористые органогенные известняки рифовой постройки. Аргиллиты в верхней части разреза формации переслаиваются с прослоями песчаника серого, мелкозернистого, обладающего неплохими фильтрационно-емкостными свойствами и алевролитами. В них часто встречаются круглые или полукруглые конкреции мергеля. Песчаники в кровле формации *Puawbwe* имеют самые высокие ФЕС (пористость колеблется от 7 до 32 процентов, проницаемость от 0,300 до 0,415 мкм² и характерную «воронкообразную» запись на каротажных кривых (ПС и ГК), что может указывать на их формирование в условиях дельт континентальной равнины. В интервале 1548,4- 1639,7 м нижней части формации в скважине *Mayatan* -3 бурением пересечено 80-метровое андезитовое образование. Андезит,

отобранный из интервала 1618,29-1620,43 м, по макроописанию бледно-серый до беловато-серого, часто темно-зеленый, крепкий, со структурой от микро- до мелкозернистой, массивный, пятнистый, хрупкий, редко сахаровидный, сложен агрегатами беловатого до бесцветного кварца и полевого шпата, а также более темными зернами, наблюдаются бороздки с наблюдаемым падением под углом 55 град. Микро: порфировая структура, агрегаты роговой обманки вкрапленные в полнокристаллический матрикс, состоящего из кварца, полевого шпата и железо-магнезиальных минералов. Микрофоссилий не отмечается. Минеральный скелет представлен преимущественно кварцем, а также полевым шпатом и другими темно-зелеными и мафическими минералами (редко авгит), часто встречаются хорошо выраженные кристаллы роговой обманки. Особо следует подчеркнуть, что при рекогносцировке местности в районе пробуренной в конце 19 века Бирманской нефтяной компанией скважины ВОС Taungbogyi, где местным населением кустарным способом до сих пор бурятся неглубокие скважины и из них добывают нефть, специалистами из Республики Башкортостан в 2015 году были получены по одному образцу керна из формации Yuawbwe с глубин 20 и 25 м, а также проба поверхностной нефти из интервала 30 – 50 м (точная привязка по глубине не имеется). Для удобства дальнейшего изложения проба нефти условно названа нефть района ВОС. Исследования образцов породы и нефти проводились в сертифицированных лабораториях Башкортостана. Микроскопическое изучение срезов пород из образцов показали следующие результаты. Шлиф из образца с глубины 20 м: алевролит глинистый, обломочный материал мелко-среднеалевритовой размерности (0,015-0,05 мм), представлен кварцем (37,4%), реже полевым шпатом (альбитом, 8,2%), встречаются листочки мусковита (6,8%). Глинистый материал состоит из иллита (27,6%) и каолинита (12,8%), встречаются редкие чешуйки хлорита (3,2%), наблюдается очень редкая примесь тонкозернистого кальцита (0,6 %). редкие органические остатки, мелкие неясные сферы (водоросли?) и раковинки, большей частью пиритизированные. Пирит отмечается и в виде вкрапленности. Общее содержание пирита по рентгеноструктурному анализу 3,5%. Шлиф из образца с глубины 25 м представлен алевролитом глинистым. Обломочный материал средне-алевритовой размерности (0,03-0,085 мм) представлен кварцем (43,3%), реже альбитом (11,7%), встречаются листочки мусковита (7,3%). Цемент глинистого состава (каолинит 13,7% и иллит 11%), местами с хлоритом (листочки 3,4%), глинистый материал распределен неравномерно. Высокое содержание каолинита подтверждает мнение о накоплении песчаников и алевролитов в дельтово-озерных условиях суши, существовавшей в конце нижнего миоцена. Пирит отмечается в виде тонкой вкрапленности (1,9%). Наблюдается примесь тонкозернистого кальцита (5,4%) и доломита (2,3%). Встречены единичные мелкие раковинки, частично пиритизированные, четко видные включения микро-тонкозернистого сидерита. Провести корректное

изучение лабораторным способом пористости и проницаемости из-за неравномерной сцементированности породы не удалось.

В отложениях формации встречена многочисленная фауна и в меньшей степени, флора. Фауна: *Nauphragmoides glomeratum*, *Bolivina gesteri*, *Bulimina bleckeri* HEDBERG, *Nonion pompilioides*, *N. elongatus*, *Rotalia annectans*, *R. indica*, *R. umbonata*, *R. koeboeensis*, *Uvigerina multicostata*, *Globigerina praebulloides*, *G. venezuelana*, *Orbulina suturalis*, *O. universa*, *Globorotalia foehi peripherond*, *Capsydrax dissimilis*, *Helicosphaera ampliaperata*, *H. treumpyi*, *Sphenolithus belemnoides*, *S. conicus*, *S. dissimilis*, *Discoaster druggii*, *Clavulinas*, *Cassidulina oblonga*, pelecypods, gastropods. Флора: *Mereripollis nahakotensis*, *Magnastriatites howardi*, *Marginopollis kutchensis*, *M. concinnus*, *Pinuspollites* sp., *Piceapollenites* sp.

Формации Куауккок представлена в нижней части аргиллитами, переходящими выше в песчаники. Аргиллиты серые до зеленовато-серых, пластичные и умеренно плотные, слоистые, узловатые, содержат углефицированные растительные остатки по плоскостям напластования. В аргиллитах обнаружены фораминиферы *Rotalia*, *Elphidium*, *Quinqueloculina*. Песчаники бурые до желто-коричневых, мелко- и среднезернистые, массивные, неравномерно пористые, с конкрециями кальцита. Пористость их изменяется от 7 до 39 процентов, проницаемость от 0 до 0,350 мкм². Среди них встречаются редкие прослои песчаника от серого до зеленовато-серого цвета, крепкого, среднезернистого, глауконитового, с волноприбойными знаками и косою слоистостью. Таким образом, накопление пород формации происходило в двух обстановках: морской (глин) и преимущественно континентальной (песчаников), причем последняя прерывалась прибрежно-морскими условиями, для которых характерны присутствие глауконита, волноприбойных знаков и косою слоистости. Обнаружена фауна: *Rotalia umbonata*, *R. koeboeensis*, *R. indica*, *Cibicides dorsopustulosus*, *C. bantamensis*, *Uvigerina crassicostata*, *U. multicostata*, *Bolivina gesteri*, *B. sumatrensis*, *Buliminella elegantissima*, *Baggina inflata*, *Lenticulina inornatus*, *Nonion elongatus*, *Saracenaria italica*, *Cancriis auriculus*, *Robulus inornatus*, *Textularia malacaensis*, *Globigerina praebulloides*, *G. triloba immature*, *Globigerinoides obliquus*, *G. trilobus*, *Globorotalia foehi*, *Globoquadrina dehiscens*, *Thalmanina* cf. *fusa*, *Cassidulina* sp., *Elphidium*, *Quinqueloculina*, *Discoaster braarudii*, *D. variabilis*, *Helicosphaera ampliaperata*, *Reticulofenestra* и флора: *Florscheutzia trilobata*, *F. semilobata*.

Формация Obogon согласно залегает на отложениях формации Куауккок. Представлена преимущественно песчаниками желтовато-коричневыми до коричневатых, средней крепости, средне- до грубозернистых, косослоистыми, с прослоями песчанистых глин и аргиллитов. В них встречены двухстворчатые моллюски р. *Lamellibranchia* и гастроподы. В нижней части формации среди них залегают пласты глин с толщинами от 0,30 до 1,20 м с высоким содержанием органических остатков, в том числе пелагических фораминифер, обитающих

обычно во внутренней неритовой (шельфовой) зоне моря. Совокупность этих факторов указывает на частую смену прибрежно-мелководных морских условий на более глубоководные.

Формация Irrawaddy плиоцен-плейстоценового возраста несогласно залегают на породах палеогена или миоцена. Представлены преимущественно песчаником светло-коричневатым, сероватым, средне- до крупнозернистого, с включениями гравия и гальки, которые переслаиваются с зеленовато-серыми аргиллитами и глинами. Накопление пород проходило в континентальной обстановке в условиях дельтовой равнины. В руслах и прирусловых валах накапливались большие толщины песков, в озерах и болотах междурусловых пространств глины, гумусовое и сапропелевое вещество, В северо-западной половине бассейна формация была полностью уничтожена размывом, а на юго-восточной, частично.

Месторождения и фазовые состояния углеводородов. В западных бассейнах Центрального Бирманского Пояса выявлено на поверхности значительное количество проявлений жидких и газовых углеводородов. Открыты и месторождения нефти и газа. Наибольшее число их сосредоточено в бассейне Salin, где нефтеносными являются песчаники и алевролиты формации Pondaung верхнего эоцена, Shwezetaung и Padaung нижнего и Okhmintaung верхнего олигоцена. Непосредственно с юга к бассейну Salin примыкает бассейн Pyaw (Prome) Embayment, где также выявлены выходы нефти и газа, приуроченные к отложениям формаций Pyawbwe, Obogon/Куауккок, В этих же формациях открыто 5 месторождений углеводородов, приуроченным в основном к терригенным коллекторам. На одном из них выявлены залежи и в формации Irrawaddy [6]. Кроме жидких и газовых проявлений, УВ в виде содержания битума отмечено в песках формации Padaung (?). На рисунке 2 приведена схема расположения месторождений.

Месторождения различаются размерами и по фазовому составу УВ. По последнему признаку среди них выделяются газонефтяное Pyaw (Prome Hills), нефтяное Myanaung, нефтегазоконденсатное Htantabin и газовые Paolo, Shwepyitha. По исследованным образцам нефти месторождений характеризуются как низкосернистые и низкопарафинистые. Западнее месторождения Pyaw (Prome Hills) в скважине Maayan -1 был получен непромышленный приток газа из карбонатов формации Pyawbwe. Формации Obogon/Куауккок по данным геологической съемки распространены только в восточной части бассейна, где они выходят на дневную поверхность.

Месторождение Pyaw (Prome Hills) приурочено к линейной антиклинальной складке протяженностью 50 км и шириной около 1 км, нарушенной взбросо-надвигом и поперечными нарушениями. Оно состоит из двух участков, North Pyaw и South Pyaw. В автохтонных частях участков месторождения выявлены нефтяные залежи, в аллохтонных, нефтяные и

газовые. Нефтяные залежи связаны с мелкозернистыми песчаниками и алевролитами формаций Pyawbwe и Kyaukkok/Obogon, чередующимися с внутриформационными глинами. На первом из перечисленных участков месторождения выявлено 5 нефтенасыщенных пластов с суммарной толщиной 44 м, а на втором, 7 и 80 м, соответственно. Удельная плотность нефти участка South Pyau изменяется в диапазоне от 0,890 до ~0,830 г/см³ (27 до 38° API). Нефти участка North Pyau характеризуются более высокими значениями плотности. Газоносность установлена в песчаниках формации Irrawaddy.

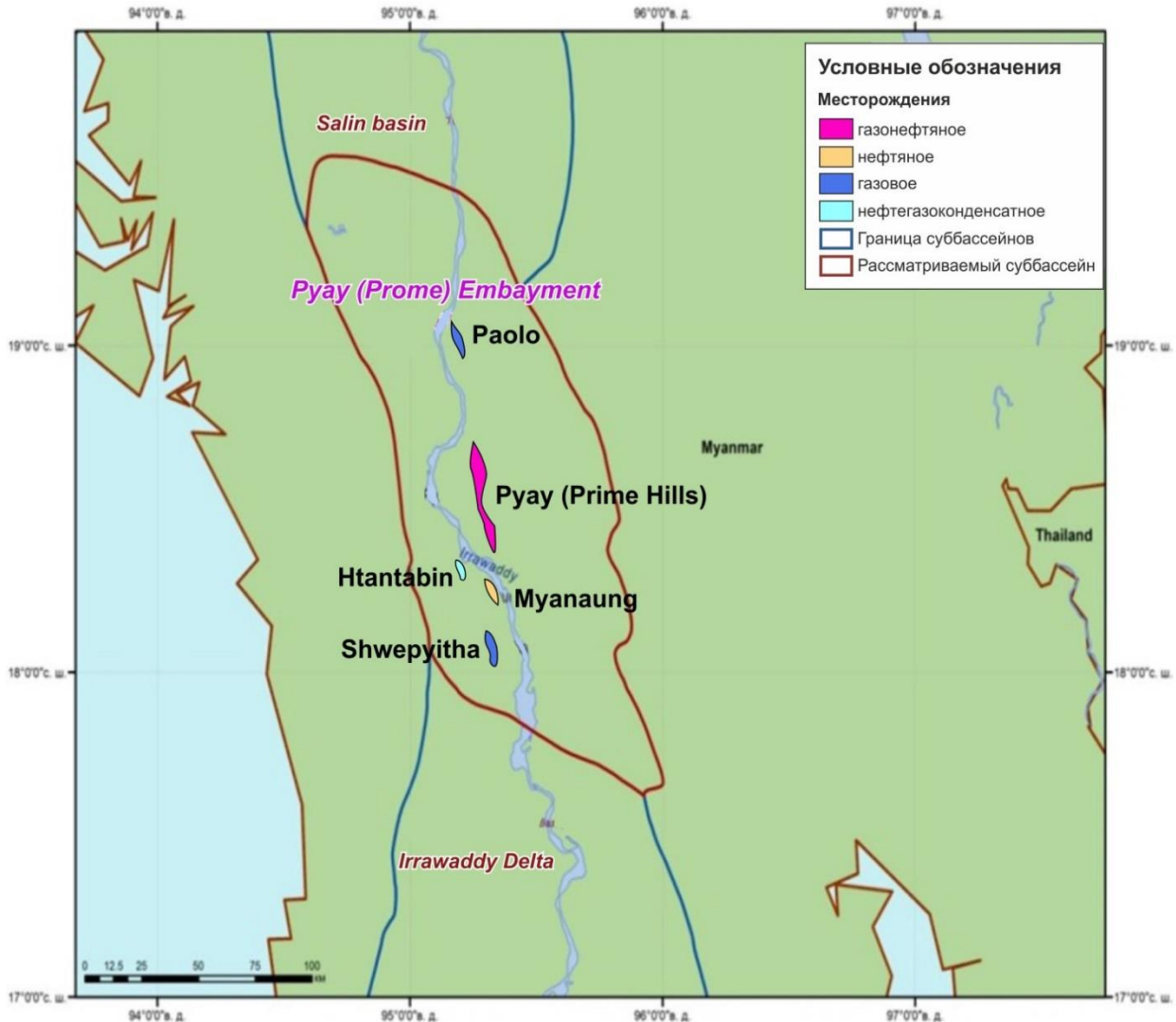


Рис. 2. Схема расположения месторождений в бассейне Pyau (Prome) Embayment

Месторождение Myanaung. Расположено южнее месторождения Pyau (Prome Hills). В тектоническом плане месторождение связано асимметричной антиклиналью субмеридионального простирания. Нарушенная взбросо-надвиговой дислокацией складка дополнительно осложнена серией поперечных и продольных разломов, которые определяют блоковое строение месторождения. Длина складки достигает 8 км, ширина 2,5 км. Восточное крыло

ее, при сравнении с западным, более пологое (углы падения около 9° и от 9 до 27°). Разрез миоценовых формаций Куауккок/Обогон и Руаубве в самой глубокой скважине №1 (3520 м) на месторождении до глубины 1800 м представлен преимущественно переслаиванием песчаников, алевролитов и глин, ниже монотонной толщей аргиллитов. Песчаники и алевролиты формации Куауккок/Обогон промышленно нефтеносны в десяти из двенадцати пластов, залегающих в интервале глубин от 580 до 1066 м. Толщина отдельных нефтенасыщенных пластов, чередующихся с тонкими глинистыми породами, изменяется от менее 4 до более 30 м.

Месторождение Shwepyitha расположено в 12 км юго-западнее месторождения Муанаунг и приурочено к небольшой малоамплитудной антиклинальной структуре, нарушенной поперечными и продольными разломами, образующей с соседними структурами единый комплекс кулисообразно расположенных антиклинальных складок. По своему тектоническому строению схоже с месторождением Муанаунг. Промышленная газоносность установлена в 4 пластах песчаника, залегающих в интервале глубин от 1220 до 1830 м. Толщина отдельных продуктивных пластов колеблется в диапазоне от 15 до 30 м.

Месторождение Htantabin является первым и единственным месторождением на суше Мьянмы, на котором установлена промышленная продуктивность карбонатных отложений. Приурочено к ловушке рифового типа длиной 2,5 км и шириной около 2 км, залегающей на глубине более 1830 м. Она ориентирована меридионально и заключена среди преимущественно глинистых отложений формации Руаубве. Коллектор представлен органогенными трещиноватыми известняками с локально развитыми обломками раковин моллюсков, иглокожих и кораллов. Максимальная вскрытая толщина коллектора составляет 383 м в скважине НТВН-2. Нефтяная фаза месторождения Htantabin очень легкая (плотность ~0,807 г/см³ или 43° по API), по газовому месторождению Раоло сведения не найдены.

Вышеупомянутая нефть района ВОС, полученная из неглубокой добывающей кустарным способом скважине, расположенной на участке поля выхода на поверхность формации Руаубве, легкая (плотность 0,8285 г/см³ при 20°С или 38,6 град. по API) и малосернистая (0,065 % масс., 650 ppm по API). С низким содержанием асфальтенов (0,3 % масс.) и силикагелевых смол (1,0 % масс.) по Маркуссону-Саханову Сероводород и меркаптаны (метил-, этил-, пропил- и бутилмеркаптаны) отсутствуют, соответственно, в нефти и топливных фракциях её перегонки должно быть низкое содержание вредной меркаптановой серы. Содержание ванадия и никеля, определенные рентгенофлуоресцентной спектрометрией, ниже пределов обнаружения (менее 5 г/т в обоих случаях), соответствует низкому содержанию асфальтенов, осажденных гексаном. Температура застывания нефти, определенная на приборе ЛАЗ-М, ниже минус

40°C. Детальным анализом изучен ее компонентно-групповой состав бензиновой фракции до нормального гептана (n-C7): C1-0,0, C2-0,02, C3-0,09, i-C4 - 0,14, n-C4 --0,23, i-C5 - 0,38, n-C5 - 0,0,35, n-C6 -1,31, n-C7 - 4,72 % масс. Остаток- 92,76 % масс. На рисунке 3 приведен фрагмент хроматограммы углеводородов от n-C7 до n-C19.

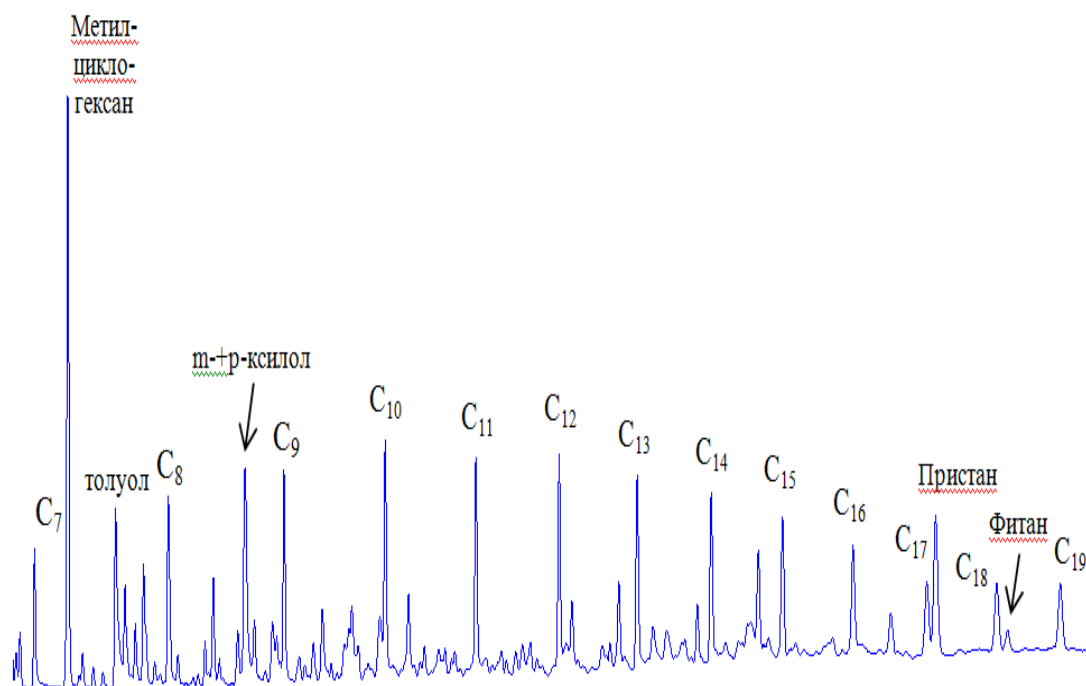


Рис. 3. Фрагмент хроматограммы углеводородов нефти района ВОС от n-C7 по n-C19

Из него видно, что на относительно небольшом фоне неразделенных компонентов нефти четко прослеживаются пики нормальных и изопреноидных алканов, причем содержание нормальных углеводородов превышает содержание изопреноидных: по химической типизации [7] нефть относится к группе А₁ (первичной генерации). Также на хроматограмме видны достаточно существенные пики изопреноидных углеводородов рядом с нормальными углеводородами C13, C14 и C15. Наблюдается высокое содержание пристана, при этом отношение пристана к фитану (биомаркеров или хемофоссилий) равно 5,91. При превышении рассмотренного соотношения свыше 3 можно считать, что данная нефть произошла из исходного рассеянного органического вещества (ОВ), отложенного на континентальной суше [8]. Более детальные сведения о фациальных условиях образования и составе ОВ, окислительно-восстановительных условиях, существовавших при захоронения ОВ, зрелости образованной из него нефти, определены по методике, предложенной Connan j. и Cassou C. [9].

Суть ее заключается в размещении на разработанный ими на основе статистических закономерностей график, названный по их фамилиям, вычисленные по хроматограмме нефти отношения высот пристан/н-C17 и

фитан/*n*-C₁₈ на соответствующие оси координат в логарифмическом масштабе. По расположению точки на пересечении проекций величин отношений на одном из 4 диагонально расположенных участков графика с заданными свойствами, они и определяются. В нашем случае точка, отмеченная на графике красной звездочкой, соответствующая отношениям 1,89 и 0.32, соответственно, подтверждает наземную (континентальную обстановку) (рисунок 4).

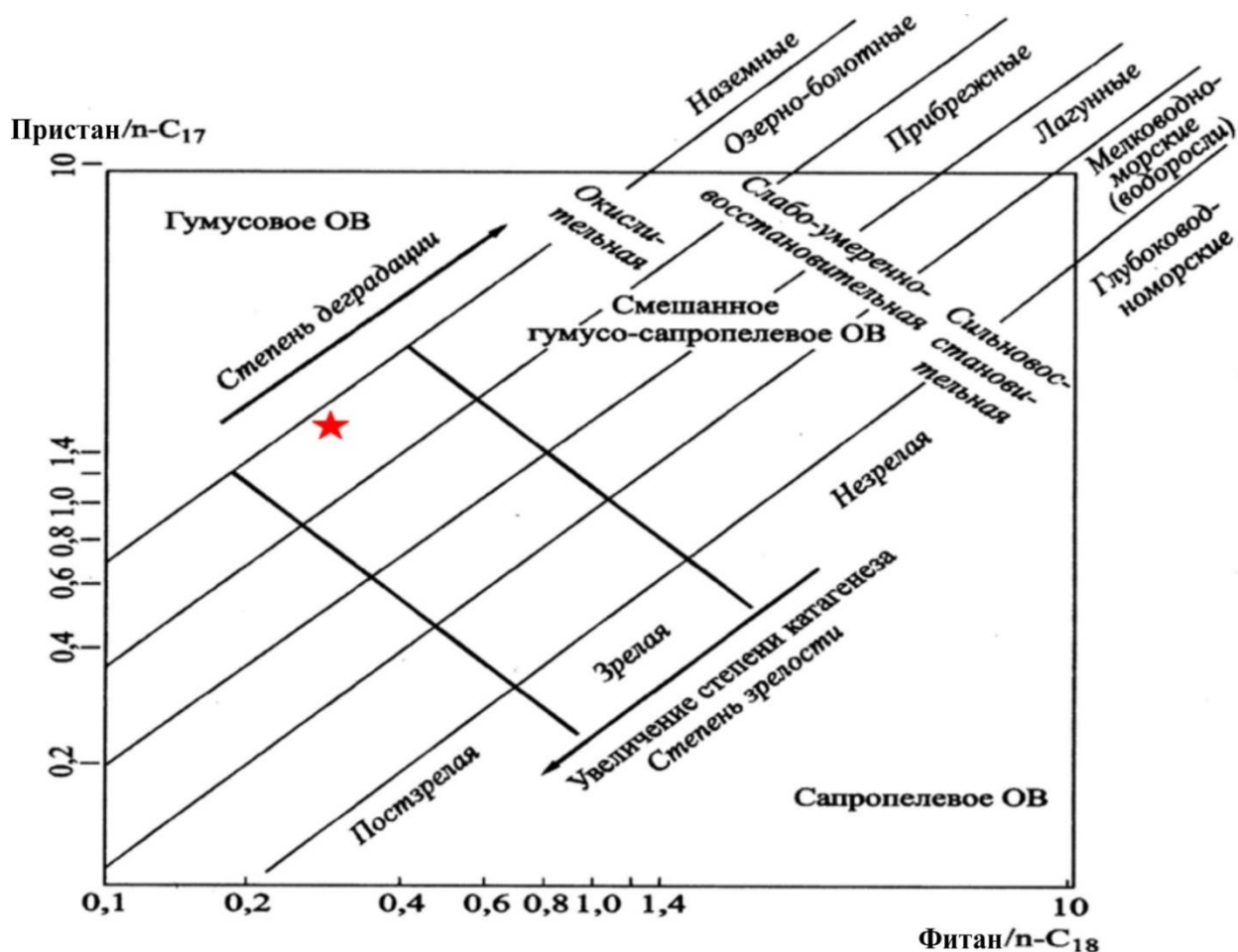


Рис. 4. График Connan j. и Cassou C. (нефть района ВОС)

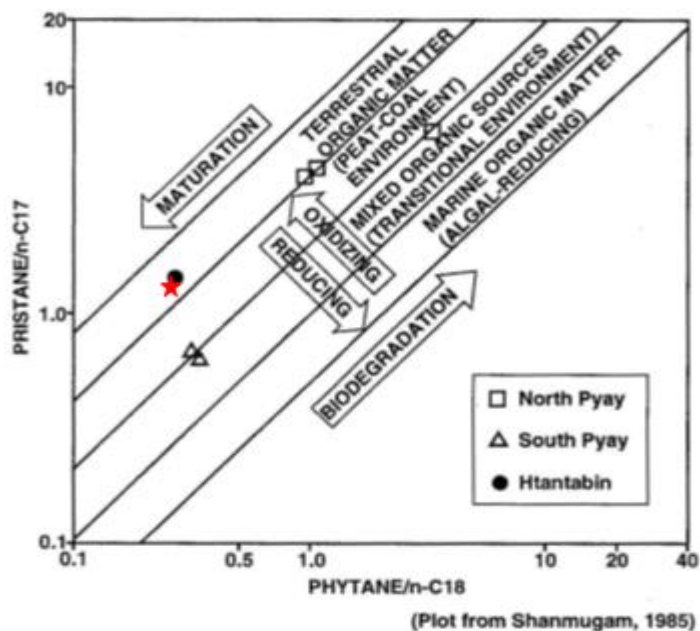
Кроме подтверждения обстановки она дополнительно детализирует фациальные условия и тип органического вещества, которой накапливался в породах. В нашем случае происходило образование в условиях озер и болот континентальной равнины смешанного гумусо- сапропелевого органического вещества в окислительной среде. На такой тип органического вещества указывает наличие на хроматограмме высоких пик метилциклогексана и толуола, которые образуются только из них (рисунок 3). Окончательная трансформация ОВ в нефть завершилась при достижении средней (зрелой) степени катагенеза, то-есть при погружении формации на глубину 2000 м и ниже. Высокое содержание пирита в вышеописанных образцах пород из формации

Pyawbwe указывает об существовании в это время на восстановительную геохимическую среду, благоприятной для сохранности нефти. Для сравнения полученных результатов по нефти района ВОС по условиям образования ОВ и дальнейшего его преобразования в углеводороды с нефтью известных месторождений бассейна были использованы данные, полученные при изучении соответствующих хроматограмм (таблица 1), которые последним столбцом, в котором помещены числовые значения отношений пристан/фитан, пристан/н-С₁₇ и фитан/н-С₁₈ нефти района ВОС.

Таблица 1 – Сравнительные данные полученных результатов по нефти района ВОС

Отношение компонентов	Участок North Pyay			Участок South Pyay			Htantabin	Нефть района ВОС
	скв.17	скв.79	скв.83	скв.43	скв.128	скв.131	скв.24	
Пристан/фитан	1,87	2,35	2,25	2,04	2,09	2,03	4,17	5,91
Пристан/н-С ₁₇	5,46	3,48	3,36	0,92	0,94	0,90	1,31	1,89
Фитан/н-С ₁₈	2,22	0,96	0,97	0,52	0,46	0,46	0,31	0,32

В построенном на ее основе графике [10] для нефти месторождения Htantabin, участков North Pyay и South Pyay, нанесена новая точка в виде красной звездочки, соответствующая нефти района ВОС (рисунок 5).



★ - результат по кустарной скважине

Рис. 5. График Connan j. и Cassou C. для месторождения Htantabin, участков North Pyay и South Pyay, нефти района ВОС (красная звездочка)

Проведенным анализом таблицы 1 и этого графика установлена схожесть обстановок осадконакопления, вида и условий залегания ОБ, степени его преобразования в нефть на месторождении Htantabin и районе ВОС и, о различии между ними и участками месторождения Pyau (Prome Hills). Имеются отличия нефти и между самими участками. В районе участка North Pyau органический материал отлагался в окислительной среде на континенте в зоне превращения гумуса в торф и уголь. Дальнейшее преобразование в нефть протекало при относительно небольшой глубине, порядка 1 км и при невысоких температурах, то – есть на диагенетической стадии. На участке South Pyau в обстановке морского мелководья в окислительно-восстановительных условиях накапливался смешанная гумусово-сапропелевая органика. При погружении она, пройдя зону диагенеза и испытав среднюю стадию катагенеза на глубинах более 2000 м, окончательно превратилась в нефть, отличающуюся меньшим, почти в два раза, значением отношения фитана/n-C₁₈ при сравнении с аналогичным показателем отношения нефти участка North Pyau. Уменьшение, но более чем в три раза наблюдается и при сравнении величин отношений пристана/n-нефти C₁₇ меньшим, почти в два раза, значением отношения фитана/n-C₁₈ при сравнении с аналогичным показателем отношения нефти участка North Pyau.

Для всего бассейна, имеющего сложное геологическое строение, отсутствуют структурно-тектонические карты по различным формациям, которые можно получить лишь после проведения, с учетом материалов глубоких пробуренных скважин, взаимоувязанных между собой площадных сейсморазведочных работ современного уровня, ориентированных на улучшение прослеживаемости отражающих горизонтов, разрешенности волновой картины и увеличения глубинности исследований. Из-за отсутствия сейсмических карт, общее представление о тектоническом строении правобережья реки Ирравади дается по фрагменту геологической карты участка, на которую нанесены контуры двух крупных гравитационных аномалий (Leindon – Padaung High и Ohnne High (рисунок 6)). Также во внимание принимался схематический геологический профиль (рисунок 7), секущий первую из них с юго-запада на северо-восток. Геологическая карта была построена по результатам проведения полевых работ в 1966 и 1993, а гравиметрическая, в 1976-1977 годах. Отчеты по ним, а также по геохимической съемке, о которой будет сказано ниже, предоставлены Мьянмской нефтяной компании (MOGE). По карте и профилю можно наблюдать, что на уровне современного денудационного среза возраст отложений, выходящих на земную поверхность, с востока на запад последовательно становится древнее: от формации Куауккок среднего миоцена до мелового и что, если на востоке выделяются нарушенные взбросо-надвигами протяженные, хорошо

картируемые геологической съемкой антиклинальные складки, то на западе наблюдаются в различной степени наклоненные на восток блоки, воздымающиеся в сторону Индо-Бирманской складчатой системы. Сделанный ранее вывод о идентичности нефти месторождения Htantabin и района ВОС позволяет говорить о перспективности всей правобережной части бассейна на поиски новых месторождений УВ, как минимум, в карбонатных и терригенных коллекторах отложениях формации Pyawbwe. Причиной возникновения гравитационных аномалий может быть локальное развитие выявленных в бассейне рифовых известняков или магматических интрузий андезитового состава, плотность которых выше по сравнению с вмещающими их терригенными породами. Прогнозируется обнаружение двух типов месторождений: связанные с ловушками в рифовых массивах и примыкания коллекторов к магматическим телам. Внедрение, по примеру скважины *Maayatan*-3, в осадочную толщу произошло скорее всего после накопления формации Pyawbwe. В случае развития органогенных построек прогнозируется открытие залежей углеводородов и над ними в ловушках облекания.

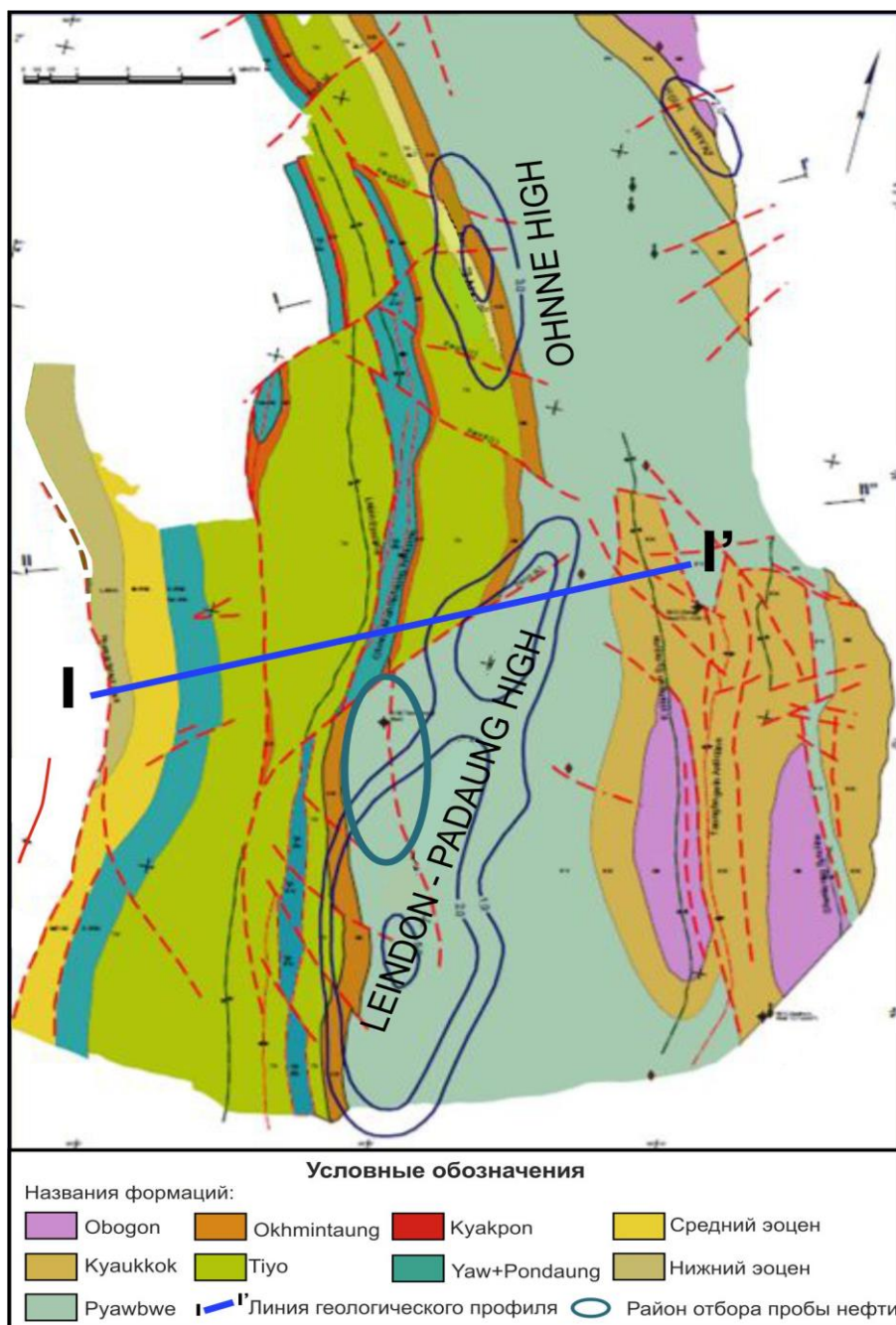


Рис. 6. Фрагмент геолого-геофизической карты правобережья реки Ирравади (заимствован из отчета MOGE и дополнен автором)

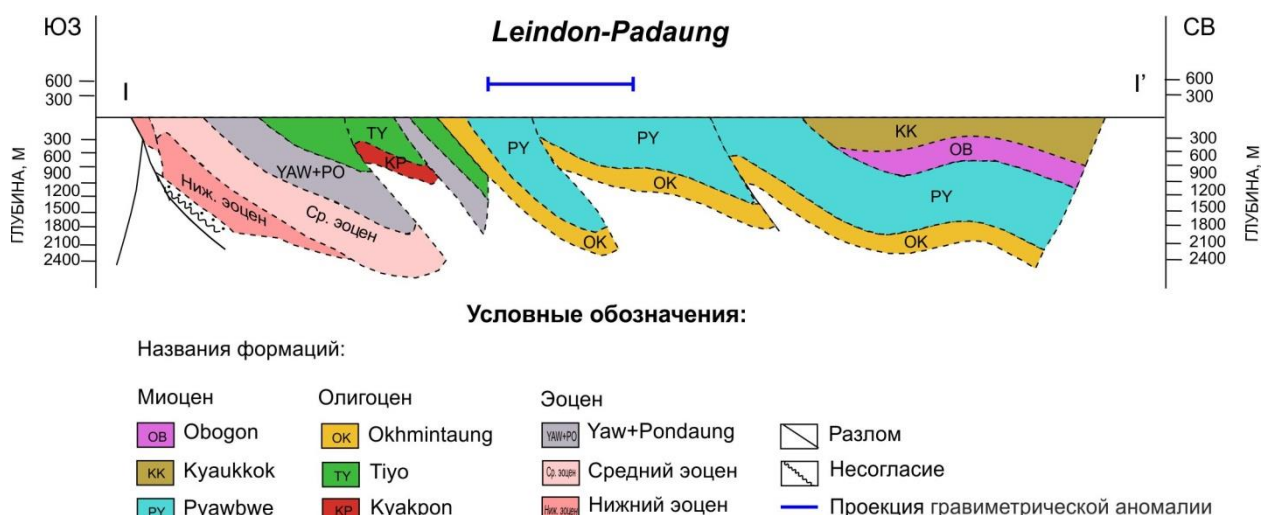


Рис. 7. Геологический профиль по линии I – I'. (Займствован из отчета MOGE)

Предпочтение отдается первому варианту из-за открытия южнее этой цепочки гравитационных аномалий силы, имеющих дальнейшее распространение на север, месторождения Htantabin в органогенной постройке. Аномалия Leindon - Padaung High меридионального простирания оконтуривается по изолинии 1 миллигал, по которой имеет линейные размеры 23 км x 5,7 км. Наиболее высокие значения силы тяжести локализируются на юге аномалии, где они достигают значений в 5 миллигал. В непосредственной близости, западнее от северной части аномалии, располагается район нефти ВОС. В проекции аномалии на дневную поверхность и ее периферии вдоль закартированных полевыми геологическими работами разрывных нарушений (рисунок 6), методом прямого поиска скоплений нефти (газовой съемкой методом пассивной адсорбции) выявлены углеводородные аномалии, по составу схожими с нефтью месторождения Htantabin и района ВОС. Совокупность таких факторов указывает на ее высокую перспективность в нефтегазоносном отношении. Гравитационная аномалия Ohnne High ориентирована в субмеридиональном направлении и обладает меньшими размерами и также располагается на участке с нарушениями. По изолинии 3 миллигал размеры ее 8,6 км в длину и 2,5 км в ширину.

Выводы. Неизученная сейсморазведочными и буровыми работами правобережная часть бассейна Pyau (Prome) Embayment представляет несомненный интерес для поиска новых месторождений углеводородного сырья в формации Pyawbwe. Для раскрытия ее потенциала предлагается провести новые геологоразведочные работы, начав с изучения объемной сейсморазведкой участка расположения гравитационных аномалий Leindon – Padaung High и Ohnne High. По ее результатам наметить и пробурить поисковую скважину. По примеру бассейна Salin, на западе бассейна Pyau (Prome) Embayment возможно выявление промышленной нефтеносности, кроме

формации Pyawbwe, в коллекторах эоценовой формации Pondaung эоцена, в формациях Shwezetaung, Padaung и Okhmintaung олигоцена.

ЛИТЕРАТУРА

1. Куракова Л.И. Бирма // Большая советская энциклопедия. М: Советская энциклопедия, 1970. Т. 3. С.1135-1136.
2. Wandrey C.J. Eocene to Miocene Composite Total Petroleum System, Irrawaddy-Andaman and North Burma Geologic Provinces, Myanmar. U.S. Geological Survey Association of Petroleum Geologists Bulletin, 69: 1241. 1254 Bulletin. USGS. 2006. <http://www.usgs.gov/bul/2208/E/>. 32 p.
3. AAPG/MGS Tectonic Evolution of Myanmar and Its Basin Development with Special Reference to Its Petroleum Occurrences (abstracts). AAPG/MGS Conference, Yangon. 14-15 August, 2014. 165 p.
4. Материалы XV Международной научно-практической конференции «Новые идеи в науках о Земле»-М.: Изд-во Российский Государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, 2021. Ярғ Л.Я., Пхе Ко Ко. Инженерно-геологические исследования при проектировании сооружений в области повышенного риска землетрясений (Мьянма). Т. 5. С. 332-334.
5. Масагутов Р.Х. Роль геологической съемки в открытии месторождений в Мьянме //Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов. 2022. №29. С.23-31.
6. Khin J.A. Hydrocarbon-Producing Formations of Salin, Irrwaddy, and Martaban Basins, Myanmar (Burma). SPE Asia-Pacific Conference, Perth, 4-7 November, 1991. 14 pp.
7. Петров А.А. М.: Наука. Углеводороды нефти. 1984. 264 с.
8. Химия горючих ископаемых: Учебник Е.В.Соболева, А.Н. Гусева. Москва: Изд-во Московского государственного университета. 2010. 312 с.
9. Connan j., Cassou C.C. Properties of gases and petroleum lipids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels // Geochim. Cosmochim. Acta, 1980. V. 44. Pp. 1–23
10. Shanmugam G. (1985). Significance of coniferous rain forestes raid related organic matter in generating commercial quantities of oil, Gippland Basin, Australia. American. AAPG Bulletin 69(8):1241-1254. DOI:10.1306/AD462BC3-16F7-11D7-8645000102C1865D. Источник: https://www.researchgate.net/publication/264739638_Significance_of_Coniferous_Rain_Forestes_and_Related_Organic_Matter_in_Generating_Commercial_Quantities_of_Oil_Gippsland_Basin_Australia (Дата обращения: 15.05.2023).

REFERENCES

1. Kurakova L.I. Burma // Great Soviet Encyclopedia. M: Soviet encyclopedia, 1970. T. 3. pp.1135-1136.
2. Wandrey C.J. Eocene to Miocene Composite Total Petroleum System, Irrawaddy-Andaman and North Burma Geologic Provinces, Myanmar. U.S. Geological Survey Association of Petroleum Geologists Bulletin, 69: 1241. 1254 Bulletin. USGS. 2006. <http://www.usgs.gov/bul/2208/E/>. 32 p.
3. AAPG/MGS Tectonic Evolution of Myanmar and Its Basin Development with Special Reference to Its Petroleum Occurrences (abstracts). AAPG/MGS Conference, Yangon. August 14-15, 2014. 165 p.
4. Proceedings of the XV International Scientific and Practical Conference "New Ideas in the Earth Sciences" - M.: Publishing House of the Russian State Geological Prospecting University named after Sergo Ordzhonikidze, 2021. Yarg L.Ya., Phe Ko Ko. Engineering-geological studies in the design of structures in the area of increased risk of earthquakes (Myanmar). T. 5. pp. 332-334.
5. Masagutov R.Kh. The role of geological survey in the discovery of deposits in Myanmar // Geology. Proceedings of the Department of Earth Sciences and Natural Resources. 2022. No. 29. pp.23-31.
6. Khin J.A. Hydrocarbon-Producing Formations of Salin, Irrwaddy, and Martaban Basins, Myanmar (Burma). SPE Asia-Pacific Conference, Perth, 4-7 November, 1991. 14 pp.
7. Petrov A.A. M.: Science. Petroleum hydrocarbons. 1984. 264 p.
8. Chemistry of fossil fuels: Textbook by E.V. Soboleva, A.N. Gusev. Moscow: Publishing House of the Moscow State University. 2010. 312 p.
9. Connan j., Cassou C.C. Properties of gases and petroleum lipids derived from terrestrial ker-ogen at various maturation levels // Geochim. Cosmochim. Acta, 1980. V. 44. Pp. 1–23
10. Shanmugam G. (1985). Significance of coniferous remains in communities in American. AAPG Bulletin 69(8):1241-1254. DOI:10.1306/AD462BC3-16F7-11D7-8645000102C1865D. Source: https://www.researchgate.net/publication/264739638_Significance_of_Coniferous_Rain_Forests_and_Related_Organic_Matter_in_Generating_Commercial_Quantities_of_Oil_Gippsland_Basin_Australia (Date of access: 05/15/2023).

Сведения об авторах:

Масагутов Рим Хакимович, член-корреспондент Академии наук Республики Башкортостан, ГБНУ «Академия наук Республики Башкортостан», доктор геолого-минералогических наук, заслуженный геолог Республики Башкортостан, заслуженный геолог Российской Федерации, г. Уфа, Российская

Федерация; АО НПФ «Геофизика», ул. Луганская, д. 3. 450071, Уфа, Российская Федерация, E-mail: masagutovr@mail.ru. ORCID ID: 0000-0003-4610-2793.

Author's personal details

Masagutov Rim Khakimovich, Corresponding Member of the Academy of Sciences of the Republic of Bashkortostan, GBNU "Academy of Sciences of the Republic of Bashkortostan", Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Honored Geologist of the Republic of Bashkortostan, Honored Geologist of the Russian Federation, Ufa, Russian Federation; JSC NPF Geofizika, st. Luganskaya, 3. 450071, Ufa, Russian Federation, E-mail: masagutovr@mail.ru. ORCID ID: 0000-0003-4610-2793.

© Масагутов Р.Х.

DOI 10.24412/1728-7634-2023-1-62-80

УДК 553.98

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПОСТРОЕНИЯ ТРЕХМЕРНЫХ
ГЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СЛОЖНОГО
СТРОЕНИЯ**

© **Махмутов Алмаз Аксанович, Шабрин Никита Владиславович,
Маляренко Алина Михайловна, Халиков Альмир Наилевич**
ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»,
г. Уфа, Российская Федерация

© **Мухутдинов Вадим Касымович**
ФГБОУ ВО Уфимский университет науки и технологий,
г.Уфа, Российская Федерация

Аннотация. В связи с увеличением доли месторождений, находящихся на последней стадии разработки, появляется необходимость в разработке методик по локализации остаточных запасов нефти и адресному подбору геолого-технических мероприятий. Для решения данной задачи строятся детальные геолого-гидродинамические модели с учётом различных геолого-технологических факторов. В данной статье представлены подходы использования ранее разработанных методик и способов повышения точности построения структурных карт, достоверности определения водонефтяного контакта (ВНК) в наклонных скважинах, построения куба проницаемости и нефтенасыщенности с учетом неоднородности пластов по фильтрационно-емкостным свойствам. Для повышения достоверности структурных построений и определения уровня ВНК применена ранее разработанная комплексная методика, включающая введение поправок на абсолютные отметки наклонных скважин и ВНК. В результате применения данной методики удалось повысить достоверность структурной модели пласта, а также зон нефтеносности в связи с уточнением ВНК. Для уточнения геологического строения и более достоверного моделирования кубов фильтрационно-емкостных свойств применялись ранее разработанные методики, основанные на расчёте коэффициента проницаемости на основе параметра *Flow Zone Indicator (FZI)*, а