Международный журнал прикладных наук и технологий "Integral"
Научная статья
Original article
УДК 662.276

ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ВЕНЕСУЭЛЫ

HISTORY OF THE DEVELOPMENT OF OIL AND GAS TECHNOLOGIES IN VENEZUELA

Нанке Нпапа Фернанду, магистр 2-ого курса направления геология, Инженерной академии Российского университета дружбы народов, Россия, Москва, nansanansa503gmail

Махмуд Хамза Адель, магистр 2-ого курса направления геология, Инженерной академии Российского университета дружбы народов, Россия, Москва, hamza.elmansy94@gmail.com

Котельников Александр Евгеньевич (гр. РФ), кандидат геолого-минералогических наук, директор департамента недропользования и нефтегазового дела, Российский университет дружбы народов (РУДН), Москва, kotelnikov-ae@rudn.ru ORCID 0000-0003-0622-8391

Nanke Npapa Fernandu, Master of the 2nd year in Geology, Engineering Academy of Peoples' Friendship University of Russia, Russia, Moscow, nansanansa503gmail

Mahmud Khamza Adel, 2nd year master of geology, Engineering Academy of Peoples' Friendship University of Russia, Russia, Moscow, hamza.elmansy94@gmail.com

Kotelnikov Alexander Evgenievich (Russian Federation), Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Director of the Department of Subsoil Use and Oil and Gas Affairs, Peoples' Friendship University of Russia (PFUR), Moscow, kotelnikov-ae@rudn.ru ORCID 0000-0003-0622-8391

Аннотация. К северу от реки Ориноко в Венесуэле, на территории размером с Массачусетс, находятся крупнейшие нефтяные месторождения в мире, запасы нефти в которых оцениваются в 1,3 трлн баррелей (по некоторым оценкам, гораздо больше). Пояс тяжелой нефти в Венесуэле, «Фаза Petrolifera дельты реки Ориноко» (рис. 1), содержит около 270 миллиардов баррелей извлекаемой нефти, что соответствует нефтяным запасам Саудовской Аравии. Усовершенствованные технологии и/или более высокие цены на нефть могут еще больше увеличить запасы. С другой стороны, текущие проекты в поясе тяжелой нефти, запущенные за последние пять лет с инвестициями более 12 миллиардов долларов, будут производить только 660 000 баррелей в день на своем пике в конце этого десятилетия.

За 35 лет реализации текущих проектов будет добыто всего около 8 млрд баррелей нефти, что составляет менее 3% от общих запасов нефти. Причина таких низких дебитов, конечно же, в том, что добыча и переработка тяжелой нефти очень дороги (из-за высокого содержания серы и металлов). будет ли в национальных интересах США продолжать инвестировать в новые технологии и изменения в налоговой политике, которые увеличат общие запасы и темпы добычи. Эти практические шаги снизят зависимость США от ближневосточной нефти. С точки зрения геологических и нефтегазовых систем пояс тяжелой нефти имеет много уникальных особенностей. Многие из этих особенностей, в том числе отложение нефтематеринских пластов, «приготовление» нефти и время миграции нефти в резервуары, связаны с тектоническими событиями плит. Когда Северная Америка отделилась от Гондваны в период от позднего триаса до ранней юры (~ 200 миллионов лет назад), была создана северная пассивная окраина Южной Америки. Эта маржа сокращалась по мере того, как на ней откладывались депозиты. Некоторые отложения были очень богаты органическими материалами, особенно в среднем меловом периоде (~ 150 миллионов лет назад). К ним относятся формация Ла-Луна в регионе Маракайбо и эквивалентные формации Куарекуаль и Сан-Антонио в восточной части Венесуэльского бассейна. Эти образования содержат

подавляющее большинство органического вещества, из которого добывались нефть и газ в Венесуэле.

Следующее тектоническое событие плит началось с «косого столкновения» и движения Карибской плиты на восток по отношению к Южно-Американской плите. Коллизия началась в эоценовое время (~50 млн лет назад), была наиболее интенсивной в миоценовое время (~25–10 млн лет назад) и продолжается до настоящего времени. Столкновение привело к образованию напорных поясов, которые поднялись, а затем размылись. К югу от надвигового пояса лежали передние впадины, которые получили огромное количество осадков и образовали Восточно-Венесуэльский бассейн, заполненный глубинными отложениями. Дальнейший изгиб и изостатическое поднятие на юг привели к поднятию и последующей эрозии древнего Гайанского щита. Эродированные отложения были перенесены реками, текущими на север, в Восточную венесуэльскую котловину. Образовавшиеся таким образом отложения песчаника относятся к раннему третичному возрасту (от 50 до 25 млн лет назад) и в основном представлены формациями Mercure и Oficina и их аналогами. Эти пласты содержат большую часть нефти пояса тяжелой нефти.

Annotation. North of the Orinoco River in Venezuela, in an area the size of Massachusetts, are the largest oil fields in the world, estimated at 1.3 trillion barrels of oil in situ (some estimates are much higher). The heavy oil belt in Venezuela, the "Petrolifera Phase of the Orinoco Deltas" (Figure 1), contains about 270 billion barrels of recoverable oil, which corresponds to the oil reserves of Saudi Arabia. Improved technology and/or higher oil prices could further increase reserves. On the other hand, the current projects in the heavy oil belt, launched over the past five years with investments of over $12 billion, will only produce 660,000 barrels per day at their peak later this decade. Over 35 years of implementation of current projects, only about 8 billion barrels of oil will be produced, which is less than 3% of total oil reserves. The reason for such low production rates is, of course, that the extraction and processing of heavy oil is very expensive (due to the high content of sulfur and metals). whether it would be in the US national interest to continue investing in new technologies and changes in tax policy that would increase

overall reserves and production rates. These practical steps will reduce US dependence on Middle Eastern oil.

From the point of view of geological and oil and gas systems, the heavy oil belt has many unique features. Many of these features, including source bed deposition, oil "cooking" and the timing of oil migration into reservoirs, are associated with plate tectonic events. When North America separated from Gondwana during the Late Triassic to Early Jurassic period (~200 million years ago), the northern passive margin of South America was created. This margin was subsiding as deposits were deposited on it. Some deposits were very rich in organic materials, especially during the middle Cretaceous (~150 million years ago). These include the La Luna formation in the Maracaibo region and the equivalent Cuarecual and San Antonio formations in the eastern Venezuelan basin. These formations contain the vast majority of the organic matter from which oil and gas were extracted in Venezuela. The next plate tectonic event began with an "oblique collision" and eastward movement of the Caribbean Plate in relation to the S American Plate.

The collision began in the Eocene time (~50 million years ago), was most intense in the Miocene time (~25–10 million years ago) and continues to the present. The collision led to the formation of thrust belts, which rose and then eroded. To the south of the thrust belt lay the front depressions, which received a huge amount of sediments and formed the Eastern Venezuelan basin filled with deep sediments. Further bending and isostatic uplift to the south led to the uplift and subsequent erosion of the ancient Guyana Shield. The eroded sediments were carried by rivers flowing north into the Eastern Venezuelan Basin. The sandstone deposits thus formed are of early Tertiary age (50 to 25 million years ago) and are mainly represented by the Mercure and Oficina formations and their equivalents. These formations contain most of the heavy oil belt oil.

Ключевые слова: добыча нефти в Венесуэле, нефтяная индустрия, сырая нефть, проблемы нефтедобычи

Keywords: Oil history of Venezuela, Petroleum industry, Crude oil, Production problems of oil

Введение

К северу от реки Ориноко в Венесуэле, на территории размером с Массачусетс, находятся крупнейшие месторождения нефти в мире, запасы которых оцениваются в 1,3 трлн баррелей нефти «на месте» (некоторые оценки значительно выше). Пояс тяжелой нефти в Венесуэле, «Фаза Петролифера дельт Ориноко» (рис. 1), содержит около 270 миллиардов баррелей извлекаемой нефти, что соответствует нефтяным запасам Саудовской Аравии. Усовершенствованные технологии и/или более высокие цены на нефть могут еще больше увеличить размер запасов.

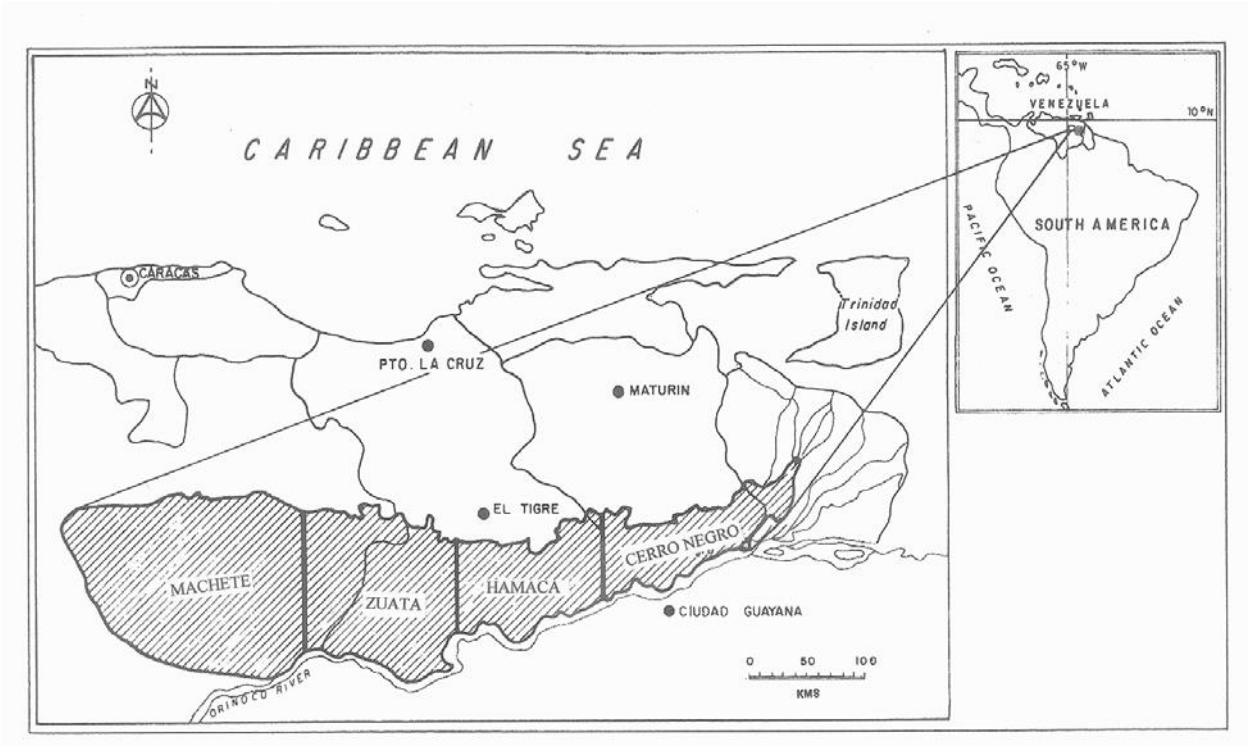

Рисунок 1. Карта расположения пояса тяжелой нефти Ориноко.

С другой стороны, текущие проекты в поясе тяжелой нефти, начатые в течение последних пяти лет с инвестициями более 12 миллиардов долларов, на своем пике, который будет достигнут в конце этого десятилетия, будут производить только 660 000 баррелей в день.

За 35 лет реализации текущих проектов будет добыто всего около 8 млрд баррелей нефти, что составляет менее 3% от общих запасов нефти. Причина таких низких показателей добычи, конечно же, в том, что добыча и переработка тяжелой

нефти очень дороги (из-за высокого содержания серы и металлов). будут ли в национальных интересах США дальнейшие инвестиции в новые технологии и изменения в налоговой политике, которые увеличат общие запасы и темпы добычи.

Эти практические шаги снизят зависимость США от ближневосточной нефти. С точки зрения геологических и нефтегазовых систем пояс тяжелой нефти обладает многими уникальными особенностями. Многие из этих особенностей, включая отложение материнских пластов, «приготовление» нефти и время миграции нефти в резервуары, связаны с тектоническими событиями плит. Когда Северная Америка отделилась от Гондваны в период от позднего триаса до ранней юры (~ 200 миллионов лет назад), была создана северная пассивная окраина Южной Америки. Эта окраина оседала по мере отложения на ней отложений. Некоторые отложения были очень богаты органическими материалами, особенно в среднем меловом периоде (~ 150 миллионов лет назад). К ним относятся формация Ла-Луна в регионе Маракайбо и эквивалентные формации Куарекуал и Сан-Антонио в восточной части венесуэльского бассейна. Эти образования содержат подавляющее большинство органического вещества, из которого добывались нефть и газ в Венесуэле.

Следующее тектоническое событие плит началось с «косого столкновения» и движения Карибской плиты на восток по отношению к Южно-Американской плите. Столкновение началось в эоценовое время (~ 50 миллионов лет назад), было наиболее интенсивным в миоценовое время (~ 25–10 миллионов лет назад) и продолжается до настоящего времени. Столкновение привело к образованию надвиговых поясов, которые приподнялись, а затем размылись. К югу от надвигового пояса лежали передние впадины, которые получили огромное количество отложений и образовали заполненный глубокими отложениями Восточный Венесуэльский бассейн. Дальнейшее изгибное и изостатическое поднятие на юг привело к поднятию и последующей эрозии древнего Гайанского щита. Эродированные отложения были перенесены реками, текущими на север, в Восточную Венесуэльскую котловину. Сформированные таким образом отложения песчаника имеют раннетретичный возраст (от 50 до 25 миллионов лет

назад) и представлены в основном формациями Mercure и Oficina и их эквивалентами. Эти пласты содержат большую часть нефти пояса тяжелой нефти.

Орогенная активность и загрузка отложений в Восточно-Венесуэльском бассейне способствовали повышению температуры и вызвали сложный процесс «варки» богатых органикой отложений (известных как материнские породы). Варка шла в бассейне с севера на юг, и масло, полученное в результате варки, мигрировало вверх по падению на несколько сотен километров к южной окраине. бассейна. В настоящее время он находится в резервуарах и образует пояс тяжелой нефти. Интересно отметить, что исходное органическое вещество в этих коллекторах незрелое и что в материнских породах, где оно возникло, не осталось нефти, но мигрировавшая нефть нашла пристанище в этих коллекторах далеко от материнских пластов. Затем эти резервуары можно эксплуатировать на предмет наличия в них огромного количества нефти. В ходе миграции в нефти произошли и другие изменения. Более легкие фракции нефти испарялись, что вместе с микробной активностью (которой помогали метеорные воды, несущие кислород для поддержки аэробных бактерий) превращало легкую нефть в тяжелую. Хотя наличие нефти в поясе тяжелой нефти было известно с 1930-х годов, первая тщательная оценка ресурсов была проведена в 1980-х годах и привела к разделению пояса на четыре области: Мачете, Зуата, Хамака и Серро-Негро. . Геологические запасы нефти оценивались в 1,3 трлн баррелей, а извлекаемые запасы — в 267 млрд баррелей. «Апертура» 1995 г. привела к открытию этого пояса (в дополнение к другим районам Венесуэлы) с участием иностранных нефтяных компаний. Эти компании присоединились к PdVSA, чтобы начать 35-летние проекты, которые обеспечат максимальную добычу в 660 000 баррелей в день. Однако к концу 35-летнего периода будет извлечено менее 3% запасов тяжелого пояса. Новые технологии, включая сейсморазведку 3D, горизонтальные скважины и особенно для этих проектов растворение тяжелой нефти разбавителями, которые позволяют транспортировать тяжелую нефть на модернизационные объекты на побережье Венесуэлы, сделали эти проекты жизнеспособными. (Установки по обогащению повышают вязкость тяжелой нефти до нефти среднего качества). Ясно, что

дальнейшие инвестиции и дальнейшее развитие технологий могут стать ключом к тому, чтобы сделать Пояс тяжелой нефти самым важным нефтедобывающим районом в мире. В этом исследовании мы рассматриваем различные аспекты происхождения, местонахождения и добычи тяжелой нефти в Венесуэле. К ним относятся региональная геология с точки зрения геодинамической оценки района, стратиграфическая модель и системы осадконакопления, а также геологическая структура и тектоника.

Изучение региональной геологии помогает нам определить местонахождение нефтематеринских пластов, нефтяных резервуаров и покрышек, которые необходимы для понимания нефтяных систем. Мы затем перейдем к вопросам, касающимся оценки общего количества запасов нефти, качества сырой нефти, роли бактерий в разложении нефти и проблем, связанных с добычей тяжелой нефти. Наконец, обратимся к текущим проектам по добыче тяжелой нефти. Мы отмечаем, что, несмотря на то, что пояс тяжелой нефти расположен на южной окраине Восточно-Венесуэльского бассейна, важно изучить весь бассейн, поскольку весь бассейн участвует в генезисе пояса тяжелой нефти. Отметим также, что Восточно-Венесуэльский бассейн состоит из суббассейнов Гуарико и Матурин (рис. 2).

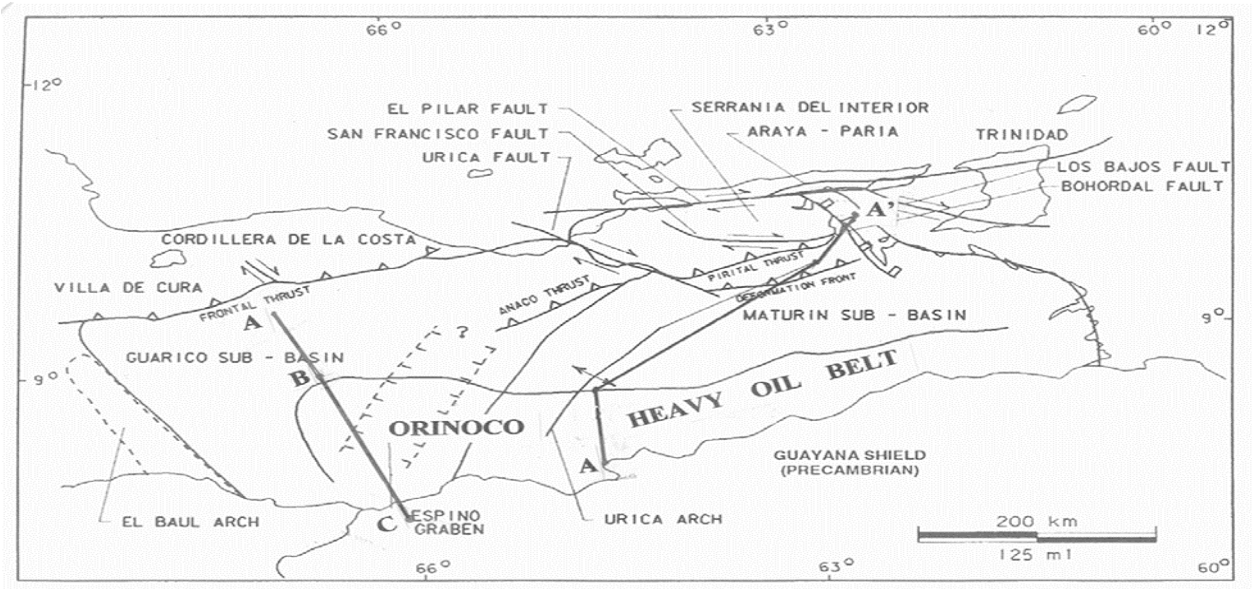

Рисунок 2. Основные структурные особенности Восточно-Венесуэльского бассейна

Нефть в Тяжелом поясе, обнаруженная в третичных резервуарах, скорее всего, возникла в верхнемеловых формациях Керекуаль и Сан-Анатонио, отложившихся в нескольких сотнях километров к северу в плите Пиритал и в районе Серрания-дель-Интерьер.

Выход углеводородов из Керекуала и Сан-Антонио варьируется, и в значительной степени на эти изменения могут влиять различные условия осадконакопления. Эти образования состоят в основном из черных кремней и известняков, отложившихся в пелагической морской среде. Среднее содержание Сорг колеблется от 2 до 6% от массы при нефтеносности выше 5 мг УВ/г породы. Менее важные материнские породы также присутствуют в формациях Карапита (которая в основном склонна к газу) и Офичина.

Нефть в районе Серро-Негро и, предположительно, в других районах пояса тяжелой нефти имеет морской характер и, как полагают, происходит из меловых формаций Керекуаль и Сан-Антонио. Талукдар (1991) пришел к выводу, что меловые породы Восточно-Венесуэльского бассейна постепенно проходили через нефтяное окно с севера на юг. Эта прогрессия показана на рис. 9. Примечательно, что в породах пояса тяжелой нефти нефть незрелая. Следовательно, тяжелая нефть поступала откуда-то еще. Миграция нефти происходила с севера на юг.

Миграция на большие расстояния до нескольких сотен километров, вероятно, имела место в позднем среднем миоцене, и эта нефть в настоящее время сохранилась в резервуарах пояса тяжелой нефти. Разломы после этого времени, которые перекрыли подачу к Поясу тяжелой нефти, нарушили эти длинные и непрерывные в поперечном направлении пути.

Характеристика качества нефти

Taheri и Audemard (1987) применили многомерную статистику для характеристики качества сырой нефти в поясе тяжелой нефти. Они рассмотрели 14 характеристик сырой нефти, но смогли установить, что пяти характеристик сырой нефти (плотность по API, вязкость при 2100 F, содержание ванадия, серы и асфальтина) достаточно, чтобы охарактеризовать нефть, которую они разделили на

четыре категории: A, B, C, и D. По мере перехода от A к D последовательно происходят следующие изменения: плотность в градусах API уменьшается, а вязкость, содержание серы и ванадия увеличиваются. Очевидно, масла категории A являются наиболее желательными, а категории D - наименее. Нефти группы A расположены преимущественно в северо-восточной части Зуаты и северо-западной части Хамаки. Нефти группы B также обнаружены в поясе, расположенном в северной части Зуаты и Хамаки, который простирается от восточной границы Мачете узкой полосой, расширяющейся в восточной части Зуаты к западной части Хамаки.

Нефть группы C находится в районе, простирающемся от Центральной Зуаты до Серро-Негро. В Hamaca и Cerro Negro они встречаются в субпараллельных и вытянутых зонах, разделенных другими зонами с более низким качеством сырой нефти. Сверхтяжелая нефть группы D обычно залегает вдоль южной части пояса, простирающегося от Мачете до Серро-Негро.

Audemard et al (1987) рассматривают грубое качество по областям, а не по категориям. Из их публикации извлечено следующее: Область Мачете. Сырая нефть обычно имеет низкую плотность в градусах API (50–110), высокую вязкость (400 или –1000 сСт при 2100 F), высокое содержание V (600–1100 частей на миллион), высокое содержание серы (3,5–5,4%0) и высокое содержание асфальтина (13–22%). По региональному распределению нефти тяготеют к группе D в южном направлении. По-видимому, корреляции категории с глубиной нет, вероятно, из-за того, что нефть находится в разновозрастных коллекторах. Район Зуата. почти полностью деградированы.

Также в этих сортах нефти существует прямо пропорциональная зависимость между плотностью в градусах API и глубиной.Нефть групп A и B находится в северной части района, а группа C в центральной части.Район Хамака.90% нефти в Этот район полностью деградирован. Нефть группы B находится в северной части района и в сегменте СЗ-ЮВ в центральной части. Нефть с более низкой плотностью API находится в юго-западной и юго-восточной частях района.

Плотность и глубина по API. Район Серро-Негро. Почти вся нефть полностью разложилась. Группа А. нефти существуют в северо-восточной части района и более тяжелой нефти в юго-западной части. Плотность в градусах API не коррелирует с глубиной коллектора. Рисунок 10 представляет собой обобщенную карту, показывающую значения плотности в градусах API в поясе тяжелой нефти.

Оценка общего месторождения нефти

В районе Мачете компания CORPOVEN использовала метод сланцевого песка и уравнение Симонду для интерпретации каротажных диаграмм 66 скважин. В районе Зуата компания MARAVEN применила технологию Waxman Smits для добычи глинистых песков в 154 скважинах.

В районе Хамака MENEVEN также применила метод Waxman Smits для добычи сланцевого песка в 150 скважинах. В районе Серро-Негро компания LAGOVEN использовала метод сланцевого песка и уравнение Симонду в 45 скважинах. Для оценки чистой толщины нефтеносного песка (NOS) необходимо установить пороговые значения для различных петрофизических параметров, таких как пористость, водонасыщенность, нефтенасыщенность, индекс глинистости и мощность продуктивного пласта. приведены пороговые значения параметров чистых нефтеносных песков (NOS) в четырех областях. приведены диапазоны и средние значения водохранилищ во всех четырех районах. дает толщину NOS в поясе тяжелой нефти, а также оценку общего запаса нефти. приведен диапазон средних значений флюидных свойств сырой нефти. мы видим, что пояс тяжелой нефти содержит примерно 1,2 триллиона баррелей тяжелой нефти нафтеновой основы, содержащей большое количество ванадия, никеля и серы. Нефти сильно деградирует.

Проблемы добычи тяжелой нефти

Тяжелую нефть трудно добывать из-за ее высокой вязкости, а перерабатывать ее дорого из-за высокого содержания серы и металлов. Здесь мы имеем дело только с трудностями, связанными с производством. Для добычи нефти в поясе тяжелой нефти использовались два вида методов: методы с использованием пара и методы с использованием разбавителей. Пар можно использовать в методах паровой

стимуляции («Хох и пыхт») или в паровом нагнетании. В методе паровой стимуляции пар закачивается в пласт в течение нескольких недель. Затем скважине дают возможность течь обратно, а затем закачивают.

Несколько циклов обработки паром выполняются до тех пор, пока объем извлеченной нефти по отношению к объему закачиваемого пара не станет экономически выгодным. Этот метод позволяет быстро извлекать нефть с самого начала, но, как правило, ограничивает извлечение нефти до 15%, и, следовательно, это не очень хороший метод для полного извлечения нефти из месторождения, но он широко использовался в прошлом в Венесуэле. При заводнении паром пар непрерывно закачивается в нагнетательные скважины и непрерывно производится в добывающих скважинах, находящихся на некотором расстоянии. Заводнение паром обычно осуществляется по «шаблонам»; типичная схема состоит из центральной нагнетательной скважины и восьми окружающих ее скважин, расположенных по углам и в середине сторон квадрата, окружающего нагнетательную скважину.

Размеры квадрата меняются в зависимости от глубины водоема; чем глубже резервуар, тем больше площадь. Этот метод с большим успехом применялся на месторождениях тяжелой нефти в Калифорнии и Индонезии. Примерами являются месторождение реки Керн компании Техасо в Калифорнии и месторождение Дури в Индонезии. Этот метод хорошо работает при более или менее равномерной проницаемости пласта. Там, где проницаемость различна в разных направлениях от нагнетательной скважины, могут возникнуть большие потери пара. Скважины для контроля температуры в пределах схемы могут помочь контролировать продвижение пара в разных направлениях и на основе собранной информации о температуре; могут быть размещены дополнительные добывающие скважины. Недавно Talwani et al. предложили метод дистанционного зондирования - покадровую гравитационную градиентометрию.

Этот метод использует измерения гравитационного градиента на поверхности месторождения с временными интервалами, как правило, в несколько месяцев, для отслеживания изменений в гравитационном поле из-за вытеснения

нефти паром. Эта процедура служит для контроля положения границы раздела пара с маслом. Разновидностью метода заводнения паром является метод SAGD (гравитационный дренаж с помощью пара), при котором пар нагнетается через горизонтальные скважины. Параллельные добывающие скважины располагаются ниже нагнетательных. Оба вида скважин располагаются у дна под резервуаром. Пар поднимается из нагнетательных скважин, делая нефть над ним более подвижной. Сила тяжести способствует дренированию нефти и конденсата через добывающие скважины.

Вызовы и перспективы

Пояс тяжелой нефти расположен в южной части Восточно-Венесуэльского бассейна, и, поскольку история разведки различных частей всего бассейна тесно связана, далее мы обсудим историю разведки всего бассейна. разведки зависело от нескольких факторов, включая разработку новых технологий, лицензионные соглашения, политические события и мировые цены на нефть.

Технологические разработки делятся на два класса: те, которые применимы ко всем видам разведки нефти и газа (не ограничиваясь тяжелой нефтью), и те, которые относятся к добыче тяжелой нефти. ервое открытие нефти было (как и в случае с первыми открытиями во всех частях мира) через нефтяное просачивание, просачивание Гуанако в 1890 году. Рисунок 13). На самом деле еще раньше, в 1539 году, баррель нефти из нефтяного источника был перевезен королем в Испанию на борту «Санта-Крус» для лечебных целей. Серьезная разведка в Восточно Венесуэльском бассейне началась в 1909 году, когда генерал-губернатор Венесуэлы предоставил Венесуэльской девелоперской компании право на разведку.

Компания Bermudez пробурила первую успешную разведочную скважину в 1912-1913 годах на месторождении тяжелой нефти Гуанако; однако первое крупное открытие в Восточном венесуэльском бассейне было сделано только в июне 1928 года, когда Stanolind (Amoco) и Standard Oil из Венесуэлы пробурили разведочную скважину Moneb-1, чтобы обнаружить гигантское месторождение Quiriquire в суббассейне Матурин. За этим последовало открытие компанией Gulf Oil

месторождения Oficina в 1934 году. Standard Oil сделала первое открытие в поясе тяжелой нефти в 1935 году, когда скважина La Canada-1 испытала 40 баррелей в день нефти плотностью 7 градусов API. В 1936 году было открыто месторождение Тембладор.

Обратите внимание, что месторождения Офичина и Тембладор лежат к северу от пояса тяжелой нефти. В 1930-е гг. стали расти националистические настроения, что привело к приостановке нефтяных концессий в 1938 г. и к более благоприятному (с точки зрения Венесуэлы) уровню лицензионных отчислений и распределению прибылей. В 1943 г. роялти были установлены на едином уровне 16,67%, а с 1946 г. государство получало 50% всей прибыли компании. Несмотря на эти несколько драконовские меры, в Венесуэле в период с 1943 по 1958 год наблюдалось энергичное расширение нефтяной деятельности.

Это расширение было отчасти связано с применением обычного метода сейсморазведки в точках глубины, который помог в открытии новых месторождений и в расширении старых месторождений. Таким образом, поля Quiriquere и Temblador были значительно расширены. В 1956-57 годах с бурением новых скважин добыча тяжелой нефти достигла уровня 20 000 баррелей в день, и именно тогда район получил название «Фаха Петролифера дель Ориноко» (нефтяной пояс Ориноко). В 1960 г. решение венесуэльского правительства не предоставлять новых концессий и снижение мировых цен на нефть вызвали спад геологоразведочных работ в Венесуэле. В период с 1960 по 1975 год было открыто только шесть маргинальных и средних месторождений.

В это время, в 1967 году, Галавис и Веларде представили первое официальное исследование пояса тяжелой нефти. Они пришли к выводу, что в этом районе находится 693 миллиарда баррелей нефти. В 1975 г. нефтяная промышленность была национализирована, а в 1978 г. правительство Венесуэлы обратилось к Petroleos de Venezuela (PdVSA) с просьбой провести оценку нефтяной отрасли. В рамках этого процесса 10 поисковых участков были открыты для частных торгов. По оценкам, только в виде бонусов правительство Венесуэлы получило 2 миллиарда долларов. (Также считается, что некоторые компании, в частности Shell,

отказались от участия в этой договоренности). «Апертура» привела к тому, что ряд компаний присоединились к PdVSA для проведения разведки и добычи в поясе тяжелой нефти.

Похоже, что нынешний президент Чавес и нынешний министр энергетики не поддерживают открытие, хотя нынешнее правительство согласилось оставить существующие контракты в силе при продолжении больших объемов текущей деятельности. Следует также признать, что в последнее время были реорганизованы региональные компании «Лаговен», «Корповен», «Маравен» и «Меневен». Вместо региональных компаний теперь существует единая компания, и ее различные подразделения основаны на функциях, а не на регионах.

Литература

1. De Audemard, N. M.L.Chirinos, and I.Layrisse, Physical and chemical characterization of Heavy Oil in the Orinoco Oil Belt, in Exploration for Heavy Crude Oil and Natural Bitumen, Editor R,F.Meyer, AAPG Studies in Geology #25, p. 183-191, 1987.
2. Erlich,R.N., and S.F.Barrett, Petroleum Geology of the Eastern Venezuelan Foreland Basin in Foreland Basins and Fold Belts, Editors, R.W.Macqueen and D.A.Leckie, AAPG Memoir 55, p. 341-362, 1992.
3. Fiorillo,G., Exploration and Evaluation of the Orinoco Oil Belt, in Exploration for Heavy Crude Oil and Natural Bitumen, Editor R,F.Meyer, AAPG Studies in Geology #25, p.103-114, 1987.
4. Hollerbach, A., Influence of Biodegradation in the Chemical Composition of Heavy Oil and Bitumen, in Exploration for Heavy Crude Oil and Natural Bitumen, Editor R, F.Meyer, AAPG Studies in Geology #25, p. 243-247, 1987.
5. Parnaud, F., Y.Gou, J-C.Pascual, Truskowski, O.Gallango., H.Passalacqua, and F.Roure, Petroleum Geology of the Central Part of the Eastern Venezuelan Basin, in Petroleum Basins of South America, Editors, A.J.Tankard. R.Suarez, and H.J.Welsink, AAPG Memoir 62, p. 741- 756, 1995.

6. Roadifer, R.E., Size Distributions of the World's Largest Known Oil and Tar Accumulations, in Exploration for Heavy Crude Oil and Natural Bitumen, Editor R, F.Meyer, AAPG Studies in Geology #25, p. 3-9, 1987.
7. Taheri, M., and N.M. de Audemard, Application of Multivariate statistics in Crude Quality Characterization and Regional Distribution in Orinoco Oil Belt, in Exploration for Heavy Crude Oil and Natural Bitumen, Editor R, F.Meyer, AAPG Studies in Geology #25, p.175-181, 1987.
8. Talukdar, S.,O.Gallango. and A.Ruggiero, Generation and migration of oil in the Maturin subbasin, eastern Venezuelan basin: Organic Geochemistry, v.13, p. 537-547., 1988.
9. Talukdar,S.C., Petroleum systems of the eastern Venezuelan basin, Annual Meeting of the AAPG, Dallas. 7-10 April, p.215.

References

1. De Audemard, N. M.L.Chirinos, and I.Layrisse, Physical and chemical characterization of Heavy Oil in the Orinoco Oil Belt, in Exploration for Heavy Crude Oil and Natural Bitumen, Editor R,F.Meyer, AAPG Studies in Geology #25, p. 183-191, 1987.
2. Erlich,R.N., and S.F.Barrett, Petroleum Geology of the Eastern Venezuelan Foreland Basin in Foreland Basins and Fold Belts, Editors, R.W.Macqueen and D.A.Leckie, AAPG Memoir 55, p. 341-362, 1992.
3. Fiorillo,G., Exploration and Evaluation of the Orinoco Oil Belt, in Exploration for Heavy Crude Oil and Natural Bitumen, Editor R,F.Meyer, AAPG Studies in Geology #25, p.103-114, 1987.
4. Hollerbach, A., Influence of Biodegradation in the Chemical Composition of Heavy Oil and Bitumen, in Exploration for Heavy Crude Oil and Natural Bitumen, Editor R, F.Meyer, AAPG Studies in Geology #25, p. 243-247, 1987.
5. Parnaud, F., Y.Gou, J-C.Pascual, Truskowski, O.Gallango., H.Passalacqua, and F.Roure, Petroleum Geology of the Central Part of the Eastern Venezuelan Basin, in Petroleum Basins of South America, Editors, A.J.Tankard. R.Suarez, and H.J.Welsink, AAPG Memoir 62, p. 741- 756, 1995.

6. Roadifer, R.E., Size Distributions of the World's Largest Known Oil and Tar Accumulations, in Exploration for Heavy Crude Oil and Natural Bitumen, Editor R, F.Meyer, AAPG Studies in Geology #25, p. 3-9, 1987.
7. Taheri, M., and N.M. de Audemard, Application of Multivariate statistics in Crude Quality Characterization and Regional Distribution in Orinoco Oil Belt, in Exploration for Heavy Crude Oil and Natural Bitumen, Editor R, F.Meyer, AAPG Studies in Geology #25, p.175-181, 1987.
8. Talukdar, S.,O.Gallango. and A.Ruggiero, Generation and migration of oil in the Maturin subbasin, eastern Venezuelan basin: Organic Geochemistry, v.13, p. 537-547., 1988.
10. Talukdar,S.C., Petroleum systems of the eastern Venezuelan basin, Annual Meeting of the AAPG, Dallas. 7-10 April, p.215.

© Нанке Нпапа Фернанду., Махмуд Хамза Адель, Котельников А. Е. 2023 Международный журнал прикладных наук и технологий "Integral" №1/2023

Для цитирования: Нанке Нпапа Фернанду, Махмуд Хамза Адель, Котельников А. Е. ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ВЕНЕСУЭЛЫ // Международный журнал прикладных наук и технологий "Integral" №1/2023