

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Поступила в редакцию 11.07.2024 г.

Принята к публикации 05.11.2024 г.

EDN: DMAYUM

УДК 550.42:553.98+622.276(87)

Иванов Д.А.

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия, denis_a_ivanov@hotmail.com

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ, СВОЙСТВА ФЛЮИДОВ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ДОБЫЧИ В САМОМ КРУПНОМ В МИРЕ ОРИНОКСКОМ БАСЕЙНЕ СВЕРХВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

Самый крупный в мире Оринокский нефтегазоносный бассейн имеет уникальные характеристики нефти. Проведенные ранее исследования ее биомаркеров продемонстрировали, что нефти подвержены разной степени биодegradации. Нефти относятся к одному источнику с одинаковой степенью зрелости. Приведены фактические данные, полученные в результате длительных геологоразведочных работ и сбора данных прошлых лет на территории Венесуэлы. Новые пробы нефти с разных глубин позволили точно определить, как изменяется состав нефти и ее свойства в зависимости от степени биодegradации и глубины залегания. Новая информация в совокупности с существующими теориями образования сверхвысоковязких нефтей позволила сформировать принципиально иные подходы при построении PVT-моделей. Особенность Оринокского нефтегазоносного бассейна заключается в наличии двух контактов высоковязкой нефти с водой в кровле и в подошве объекта разработки. Контакт с менее плотной пресной водой в кровельной части имеет доминирующее и определяющее значение в биодegradации нефти. На месторождениях несколько десятков лет используется холодный способ добычи длинными горизонтальными скважинами. Нефти на новых объектах - более вязкие за счет высокой степени биодеструкции, что не учитывалось при подготовке проектов разработки. Представленные данные и подходы в будущем позволят более точно прогнозировать свойства нефти и добычные возможности.

Ключевые слова: *сверхвысоковязкая нефть, биодegradация нефти, PVT-модель, Оринокский нефтегазоносный бассейн, Венесуэла.*

Для цитирования: Иванов Д.А. Геологические характеристики, свойства флюидов и технологические особенности добычи в самом крупном в мире Оринокском бассейне сверхвысоковязкой нефти // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2024. - Т.19. - №4. - https://www.ngtp.ru/rub/2024/33_2024.html EDN: DMAYUM

Введение

В статье представлены основные физико-химические свойства сверхвысоковязких нефтей Оринокского нефтегазоносного бассейна (ОНБ). Данное направление является актуальным и для РФ, так как добыча высоковязких нефтей развивается и требует особого внимания. В России наиболее высоковязкие нефти, которые добываются в промышленных масштабах, имеют плотность порядка 950 кг/м³ и вязкость в пластовых условиях 10000-20000 сПз [Хисамов и др., 2019; Каюкова, Петров, Успенский, 2014; Тимонина, Пьянков, 2018]. Для добычи применяются

методы теплового воздействия. В соответствии с российским ГОСТом 51858-2021¹, данные нефти относятся к категории тяжелых битуминозных с плотностью более 899 кг/м³. По международным классификациям эти нефти относятся к тяжелым [Meyer, Attanasi, 2003]. Также в соответствии с данной классификацией существует сверхтяжелая битуминозная нефть с плотностью более 1000 кг/м³ или API менее 10 градусов. В российской литературе органические соединения с вязкостью более 10 000 сПз и плотностью 1000 кг/м³ определяются как природный битум и в природе в нормальных условиях, как правило, являются неподвижным веществом. В мировой практике органические соединения с плотностью более 1000 кг/м³ разделены на два вида: битумы (с вязкостью более 10000 сПз в пластовых условиях) и сверхтяжелые нефти (с вязкостью менее 10000 сПз в пластовых условиях).

Нефтяные пески Атабаски в провинции Альберта (Канада) имеют вязкость более 10000 сПз и существенные запасы природного битума. Проекты добычи битума в Канаде развивались непрерывно в последние 20 с лишним лет. Добыча данного вида УВ выросла с 250 тыс. т/сут в 2010 г. до 500 тыс. т/сут в 2020 г., из которых 50% относится к добыче открытым карьерным способом, а остальная часть добывается скважинными термическими методами с использованием преимущественно технологии SAGD (паро-гравитационное воздействие горизонтальными скважинами) [Klavers, Atkins, 2011]. Близость к рынкам сбыта, синергия проектов, доступ к передовым технологиям и финансированию позволили стабильно развиваться и наращивать объемы добычи, параллельно снижая издержки и себестоимость добычи битума в Канаде. Для транспортировки и реализации добываемой продукции необходимо либо разбавлять продукцию более легкими фракциями (используется бензин низкого качества или конденсат из внешнего источника), образуя смесь из разных видов нефти, либо использовать апгрейдер (первичная переработка сырья до более высокого сорта нефти) для снижения плотности и вязкости нефти, формируя синтетическую нефть. На апгрейdere из сверхтяжелой нефти за счет крекинга расщепляются наиболее тяжелые асфальтеновые фракции с образованием кокса и водорода. Водород далее используется для обогащения оставшихся фракций до более легкого сорта за счет повышения соотношения водорода к углероду. Максимальная плотность нефти, которую можно транспортировать и реализовать на рынке, составляет 958 кг/м³ (16 API). На апгрейdere в атмосферной ректификационной колонне в начале процесса происходит разделение («отделение») сверхтяжелой нефти от разбавителя, который используется для транспортировки

¹ ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия.

продукции от скважин. Разбавитель, как правило, циркулирует по внутреннему («замкнутому») циклу между промыслом и апгрейдером.

Сверхвысоковязкие нефти с плотностью в стандартных условиях более 1000 кг/м^3 , но с пониженной вязкостью в пластовых условиях менее 10000 сПз добываются только в Венесуэле. Этот вид продукции относится к отдельному типу. В отличие от канадских нефтей, нефти ОНБ добываются без закачки теплоносителя, так как имеют достаточную подвижность в пластовых условиях из-за более высоких температур и особых характеристик коллектора, таких как высокая проницаемость и литологическая однородность. Тем не менее, для транспортировки по трубопроводной системе необходим разбавитель из легкого углеводорода, а для доведения до товарного качества - апгрейдер, аналогично добычи тяжелых нефтей в Канаде. Добыча нефти в ОНБ начата в конце 1990-х гг., но первичные испытания проводились в начале 1980-х гг. В конце 1990-х гг. открыто четыре предприятия со всей необходимой инфраструктурой, включая апгрейдеры [Layrisse, 1999; Vasquez, 2002; Trebolle, Chalot, Colmenares, 1993; Santos et al., 2013]. В 2010 г. добыча этих предприятий в ОНБ превысила 150 тыс. т/сут и достигла максимума в 2015 г. - 200 тыс. т/сут [Sandrea, Essinfeld, 2021]. Операторами проектов первоначально являлись крупные транснациональные международные компании, которые снабдили проекты необходимыми передовыми технологиями, сервисными услугами и финансами. Кроме того, транснациональные компании обеспечивали стабильный спрос на продукцию. Успех проекта привел к тому, что в 2009 г. разработали еще 7 новых проектов. Новые проекты должны были обеспечить до 500 тыс. т/сут сверхвысоковязкой тяжелой нефти. Однако данные планы не реализованы по ряду политических и технологических причин, и добыча нефти в ОНБ снизилась до менее 100 тыс. т/сут в 2019-2024 гг. Все новые проекты на конец 2024 г. не обеспечены мощностями апгрейдинга. Ввиду политических рисков и высокой стоимости строительства апгрейдера, все новые проекты не реализованы. По состоянию на конец 2024 г. не существует концепции или стратегии развития ОНБ, ввиду отсутствия доступа к технологиям и финансовым институтам. В период с 2010 г. до полной остановки добычи в пределах ОНБ в середине 2019 г. из-за санкций США проведена масштабная программа геологоразведки и пробная эксплуатация разных участков. В статье представлены основные выводы выполненных работ.

Геологическая характеристика

ОНБ имеет площадь $55,3 \text{ тыс. км}^2$ с самыми крупными геологическими запасами нефти в мире, порядка 200 млрд. т [Schenk et. al., 2009]. Геологические запасы данного объекта являются

неоспоримыми, так как практически всё реализованное разведочное бурение в целом подтверждает прогнозные нефтенасыщенные толщины и другие подсчётные параметры.

Основные объекты олигоценового периода (ранний и средний миоцен, также называется Моричаль) являются монолитными песчаниками с однородными свойствами. Основной продуктивный горизонт залегает непосредственно на фундаменте. Глубина ОНБ увеличивается с юга на север. На юге пласты поднимаются практически до поверхности в районе расположения текущего устья реки Ориноко. Предполагаемый источник нефти из нефтематеринской породы находится на севере в шельфовой зоне на расстоянии около 200 км на глубине 3 км. Нефтенасыщенные толщины основного объекта Олигоцен достигают 50 м. Суммарные нефтенасыщенные толщины всех пропластков и объектов ОНБ в среднем составляют 75-100 м. Выше объекта Олигоцен находятся нефтенасыщенные отложения с большей неоднородностью и меньшей протяжённостью. Верхние пропластки называются Аренас Базалес или Ябо и Хобо в зависимости от местоположения. Все разломы ОНБ имеют ограниченное субширотное распространение с востока на запад [Marcos et al., 2007; Kopper et al., 2001; Cocco, Ernández, 2014; Liu et al., 2013; Rodriguez et al., 2018].

Водо-нефтяной контакт с подстилающей водой находится на севере, но из-за высокого напора воды с запада на восток, вдоль течения р. Ориноко, водо-нефтяной контакт имеет высокий угол наклона с запада на восток. Также есть водо-нефтяной контакт с пресной менее плотной водой на юге. Пресная вода имеет плотность меньше битума и находится над нефтенасыщенными толщинами (далее по тексту «контакт с настиляющей водой»). В восточной части ОНБ контакт с подстилающей водой находится на максимальной глубине около 1100 м. В центральной зоне ОНБ контакт с подстилающей водой - на глубине 600 м. Контакт с подстилающей водой в западной части ОНБ - 400 м. При этом отдельные, менее значимые нефтенасыщенные изолированные объекты встречаются и на глубине до 1500 м, а линзы с подвижной водой, напротив, находятся внутри нефтенасыщенных толщин на меньшей глубине. В восточной части ОНБ на глубине 500 м имеется второй контакт с настиляющей водой. В западной части ОНБ контакт с настиляющей водой также присутствует на юге на глубине 100 м. Данная особенность, являющаяся уникальной и присущей только этому бассейну, представлена на рис. 1 для западной и восточной частей ОНБ.

Современные технологии отбора керна, с использованием заморозки, позволяют отбирать неконсолидированные керновые образцы с высокой проницаемостью и проводить на них исследования в лаборатории. Новые данные, полученные за последние 10 лет, позволили создать новые модели проницаемости основных литотипов, включая высокопроницаемые

высокопористые коллекторы. Модель проницаемости по керновым данным основного литотипа (кварцевый песок) представлена на рис. 2.

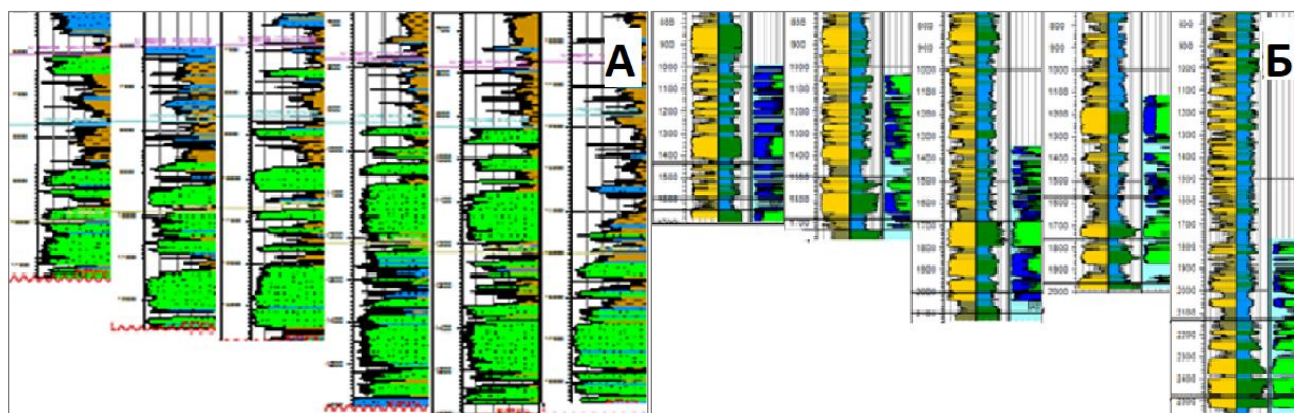


Рис. 1. Стратиграфический разрез Оринокского нефтегазоносного бассейна с юга на север с контактом с настиляющей водой

А - западная часть ОНБ; Б - восточная часть ОНБ.

Зеленым цветом выделен нефтенасыщенный коллектор, синим - водонасыщенный коллектор.

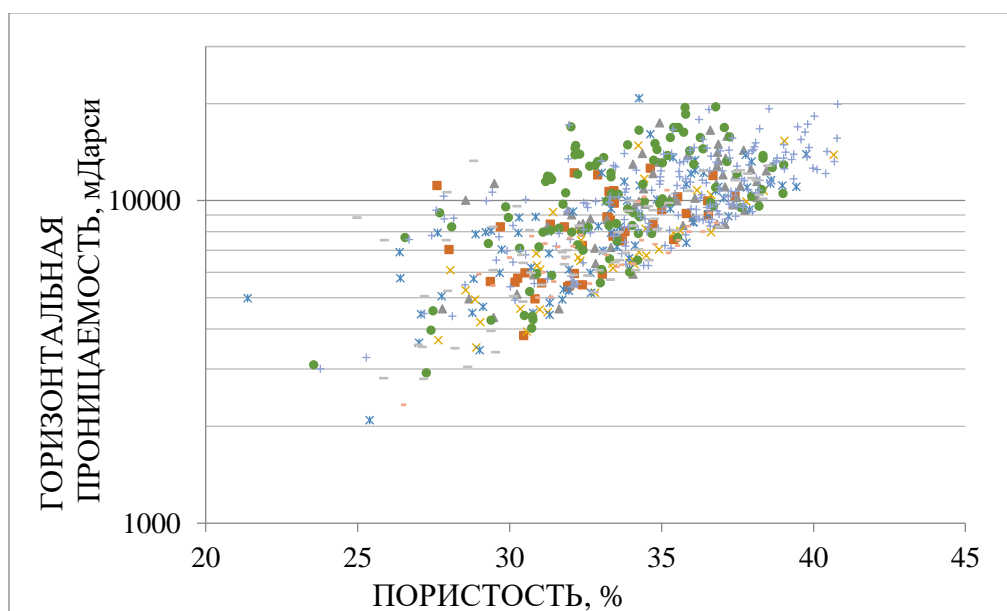


Рис. 2. Диаграмма зависимости проницаемости от пористости для основного литотипа на базе керновых исследований для Оринокского нефтегазоносного бассейна

Восемь цветов соответствуют скважинам, в которых отобран керн.

Свойства коллектора в части проницаемости и нефтенасыщенных толщин в целом имеют высокую степень повторяемости и предсказуемости. В среднем проницаемость равна порядка 10 Дарси. Коллектор с проницаемостью менее 0,5-1,0 Дарси для данных нефтей считается не проводимым.

Применяемые технологии добычи нефти в Оринокском нефтегазоносном бассейне

Добыча нефти ОНБ в целом осуществляется с использованием однообразных отработанных технологий. Добыча ведется из горизонтальных скважин с помощью установки штангового винтового насоса. Горизонтальные скважины бурятся с кустовой площадки и размещаются в пласте параллельно друг другу, но ранее применялась лучевая система расположения горизонтальных скважин. Часто использовался типовой проект размещения скважин с расстоянием между скважинами в 500 м и длиной горизонтального продуктивного участка от 350 до 2000 м в зависимости от глубины целевого интервала, типа буровой установки и технологии бурения. С одной кустовой площадки при типовом проектировании бурятся в среднем 16 добывающих скважин в двух направлениях, но в хороших продуктивных зонах количество скважин на кустовой площадке может достигать 32. На кустовой площадке изначально бурятся пилотная вертикальная скважина и три-четыре наклонно-направленных ствола (сланта) с отходом от вертикали до 1 км для определения точного положения целевых интервалов в зоне размещения проектного фонда [Villarreal, Hernández, 2013; Cuadros et al., 2015; Mirabal et al., 1996; Gilberto, Boza, Romero, 2001; Burgos et al., 2014].

С помощью установки штангового винтового насоса с верхним приводом без разбавителя или нагрева нефть поднимается на поверхность, и только на устье скважины добавляется разбавитель для последующей транспортировки. Другие сопутствующие технологии для облегчения подъема, включая нагрев с использованием электрического кабеля и подачу разбавителя на забой для снижения трения, также тестировались, но не применялись в широких масштабах. В горизонтальный участок скважины спускается целевая труба для предотвращения выноса песка [Arredondo, Cermeño, Quijada, 2013; Randy, 2015].

Существуют две системы сбора – открытая и закрытая. Во всех случаях к промыслу по одной линии подается разбавитель, по другой с промысла поступает продукция в виде разбавленной сверхтяжелой нефти. Закрытая система применяется на развитых разбуренных участках, где нефть с кустовой площадки поступает на установку подготовки нефти. К добытой продукцией (пластовая жидкость и газ) на устье скважин поступает разбавитель, и далее эта разбавленная нефть с попутным газом посредством многофазных насосов, расположенных на поверхности, поступает на установку подготовки нефти, где сепарированный пластовый газ используется для подогрева нефти при её подготовке и для генерации электроэнергии. На новых участках при проведении опытных работ, где еще не построена необходимая инфраструктура для подготовки нефти, применяют открытую систему. В такой системе разбавленная нефть

собирается на кустовых площадках в градуированных емкостях, где газ частично сепарируется и улетучивается в атмосферу. Далее разбавленная, частично дегазированная нефть перекачивается плунжерными насосами в магистральный коллектор до соседнего предприятия с существующей установкой подготовки нефти. Доля разбавителя в разбавленной нефти, которая транспортируется по внутрипромысловым и магистральным трубопроводам, составляет 30-35% в зависимости от плотности разбавителя. Минимальная температура на поверхности в ночное время составляет +25°C, при которой вязкость разбавленной нефти увеличивается и достигает 3000-4000 сПз, что приводит к повышению давления во внутрипромысловых трубопроводах и магистральном коллекторе.

Применение тепловых методов испытывалось с начала 1980-х гг. Первоначально испытания проводили, используя вертикальные скважины. Результаты - положительные, и в последнее время реализованы испытания с применением пароциклических обработок на горизонтальных скважинах на старом отработанном фонде. Также рассмотрены на уровне технико-экономического обоснования технологии полимерного заводнения, внутрипластового горения, площадной закачки пара и парогравитационные методы (SAGD). Кроме традиционных горизонтальных скважин на некоторых предприятиях применяли многозабойные скважины со щелевой трубой в двух и более стволах и многозабойные скважины без щелевой трубы в боковых ответвлениях, с технологией открытого ствола. Данные технологии в настоящее время момент не применяются ввиду того, что породы коллектора являются подвижными и нестабильными [Burkill, Rondon, 1990; Escobar et al., 2017; Rodriguez et al., 2022].

Начальные дебиты нефти на лучших участках составляют более 500 т/сут в первый год добычи. Далее происходит падение дебита и стабилизация на уровне порядка 100 т/сут на лучших участках. Данные дебиты остаются стабильными на протяжении более 10 лет за счет особых свойств нефти – эффекта «вспененной нефти» [Иванов, Гудошников, Маркес, 2024]. При выделении растворенного газа в процессе снижения давления отдельная газовая фаза не образуется. Вместо этого появляется мелкодисперсная гомогенная среда из нефти и мелких пузырьков газа, которую называют «вспененной нефтью». В итоге в лучших скважинах накопленная добыча за 10-15 лет составляет по факту более 500 тыс. т. На отдельных наиболее продуктивных участках накопленные отборы достигли порядка 10% от начальных геологических запасов. Новые участки, которые введены в последние 10-15 лет, находятся в менее благоприятных условиях с большей вязкостью и меньшим газосодержанием. В этой связи начальные дебиты оказались ниже, а темп падения добычи - значительно выше.

Биодеградация нефти

Область изучения биодеградации нефти разделена на два направления: первое направление относится к разработке методов борьбы с разливами нефти, где бактерии используются для нейтрализации токсичных нефтяных отходов, и второе направление относится к изучению влияния биологической активности (микроорганизмов и бактерий) в горной породе на свойства нефти. Данное направление в целом является относительно новым. Наличие биологической активности в глубоко залегающих нефтяных пластах известно давно, но только в последнее время определены закономерности и тренды, которые можно использовать на практике для прогнозирования изменения свойств нефти [Peters, Moldowan, Walters, 2004]. Бактерии и микроорганизмы, как правило, употребляют легкие органические вещества, превращая их в газообразный метан и углекислый газ. Более тяжелые ароматические органические соединения, к которым относятся асфальтены, остаются нетронутыми. Процесс биодеградации разделён на несколько стадий, где на последних начинают формироваться определённые соединения за счет биологической активности, называемые биомаркерами. Наличие биомаркеров позволяет оценить степень биодеградации нефти. На степень биологической активности в пласте влияет ряд факторов: температура пласта, наличие кислорода (за счет проточной воды), содержание солей и наличие определенных питательных веществ. Теория находится на очень первичной стадии развития. Одно наиболее развитое направление основано на данных высоковязких нефтей в Канаде [Mullins et al., 2019; Bennetta, Jiang, Larter, 2019; Larter et al., 2006; Adams et al., 2008; Huang et al., 2008; Wenger, Davis, Isaksen, 2002; Haeseler, Levache, Lamirand, 2015; Larter et al., 2008; Zhou, Huang, Liu, 2008]. Нефть на контакте с водой подвержена максимальной деструкции за счет биологической активности. Выше водонефтяного контакта деградированная нефть поступает за счет диффузии, и по мере удаления от контакта эффект от биодеструкции снижается. В теории подразумевается, что все нефти относятся к одному источнику с примерно одинаковыми исходными свойствами, но их текущие свойства определяет именно историческая степень биодеградации. Только нефти с температурой в пластовых условиях более 80°C не были подвержены биодеструкции и содержат исходный состав. Биодеструкция или биодеградация превращает легкие нефти в тяжелые за счет преобразования легких фракций в метан и повышения доли тяжелой асфальтеновой фракции. Максимальная биологическая активность происходит при температуре порядка 40°C и снижается по мере роста или понижения температуры.

Аналогичные подходы применялись при изучении свойств месторождения высоковязких нефтей на Аляске [Masterson et al., 2001]. Биомаркеры, образованные за счет биодеградации,

также найдены в нефтях ОНБ и описаны в литературе [Bost et al., 2001]. Более подробные исследования на предмет биомаркеров на ОНБ проведены в Центральном Университете Венесуэлы (г. Каракас) в 2013 г., используя большой набор разных нефтей с ОНБ [Lopez, 2014]. Основным выводом по итогам анализа биомаркеров ОНБ следующий:

- нефти ОНБ относятся к одному источнику примерно одной степени зрелости;
- различия в свойствах нефти и состава являются следствием разной степени активности биологических организмов и биодеградаци;
- степень и интенсивность биодеградаци, и формирование биомаркетров определяются наличием питательных веществ, температуры, кислорода и близости к водонефтяному контакту, что также отвечает всем основным характеристикам и свойствам нефти. Не исключено наличие разных (нескольких) бактериальных культур.

Корреляция между содержанием биомаркеров (степенью биодеградаци) и свойствами нефти, такими как вязкости, сформирована для одного блока ОНБ и успешно применена на практике при определении приоритетных площадей для бурения [Landaeta, Valencia, 2017].

Ввиду наличия контакта с настиляющей водой, основной процесс биодеградаци происходит в кровле пласта за счет проникновения бактерий, кислорода и питательных веществ с поверхности. Так как на контакте у кровли отсутствует контрастность между плотностями нефти и воды, то площадь контакта является значительной ввиду наличия переходной зоны. Напор воды от р. Ориноко, вероятно, увеличивает перемещения флюидов за счет конвекционных процессов. Оптимальная пластовая температура (около 40°C) и низкая минерализация воды делают процесс биодеградаци максимально интенсивным. В подошвенной части на контакте с подстиляющей водой также должны происходить процессы биодеградаци. Однако в этих зонах существует контраст между плотностями и отсутствует переходная зона. Снижению интенсивности биодеструкции способствует высокие минерализация и температура. Подпитка легкой нефти из удаленных нефтематеринских пород в процессе длительного времени (миллионы лет) должна частично компенсировать биодеградацию в глубокой части ОНБ. Результатом биодеградаци является полное или частичное исчезновение легких и промежуточных фракций, увеличение доли асфальтенов, рост плотности и вязкости нефти, которое отмечено повсеместно на ОНБ.

На рис. 3 и 4 представлены результаты хроматографии глубинных проб нефти, отобранных на разных глубинах на ОНБ. По мере уменьшения глубины снижается содержание газовых компонентов за счет падения давления. Зависимость газосодержания от глубины, принятая в

PVT-модели, основана на фактических данных и описывается классическими теориями, такими как уравнение состояния Пенга-Робинсона или Редлиха-Квонга. По мере снижения глубины уменьшается доля компонентов C7-C11, и на определенной глубине эти компоненты полностью исчезают.

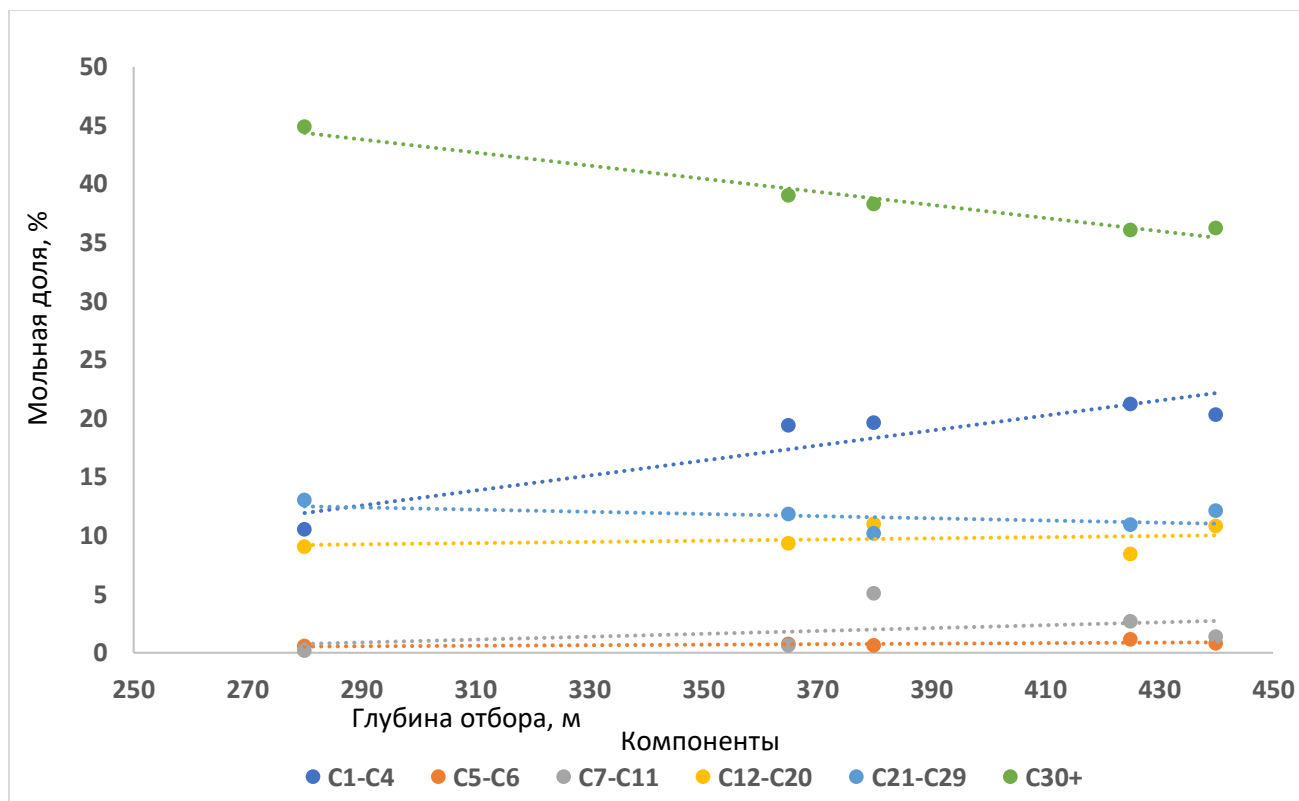


Рис. 3. Диаграмма изменения состава нефти по глубине на основании хроматографии глубинных проб

Цвета соответствуют группам компонентов по количеству углеродов.

Это происходит за счет биodeградационных процессов, так как именно эти компоненты потребляют биоорганизмы. Легкие ароматические соединения, представленные компонентом C6 и частично C7, практически не используются биоорганизмами и остаются неизменными. В целом по мере снижения глубины доля наиболее тяжелого компонента C30+ увеличивается за счет двух факторов: снижения газосодержания за счет падения давления и за счет исчезновения легких бензиновых фракций за счет биodeградации. Данные закономерности приняты за основу при построении PVT-модели.

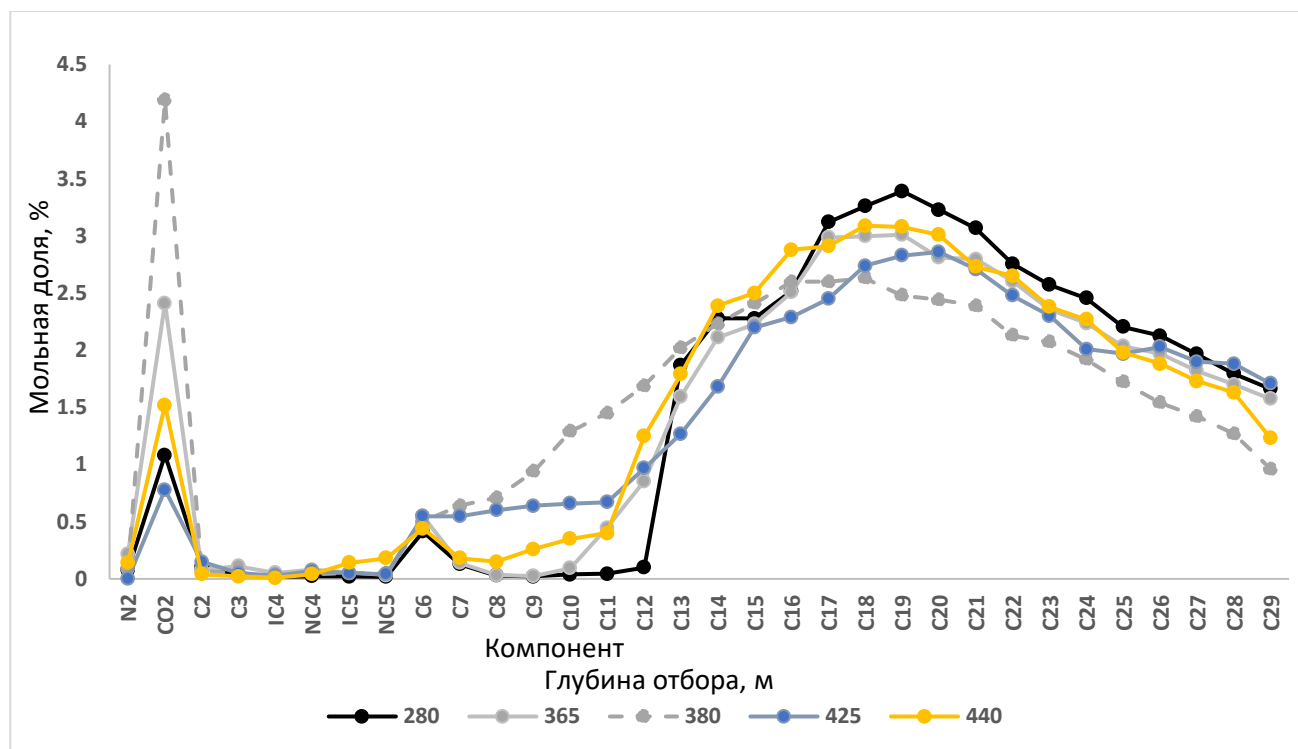


Рис. 4. Диаграмма результатов хроматографии глубинных проб нефти, отобранных на разных глубинах

Пять хроматографий нефтей глубинных проб, отобранных на разной глубине, представлены разными цветами.

Особенности свойств нефти и PVT-модель в Оринокском нефтегазоносном бассейне с юга на север

Геологическая особенность ОНБ характеризуется именно свойствами нефти. Свойства породы в целом имеют высокую изученность, низкую степень неопределенности и слабо изменяются по площади. Именно изменение свойств нефти по площади и по глубине определяет все характеристики добычи и весь стратегический вектор развития определенного блока и ОНБ в целом. В рамках проведенных исследований за последние 10 с лишним лет собраны и проанализированы все имеющиеся данные по глубинным и поверхностным PVT-пробам со всего ОНБ. Часть проб отобрана в период последней компании по геологическому изучению, другая часть данных относится к первичным данным, которые получены при бурении первых скважин в 1980-е и 1990-е гг. Проведен сбор и анализ всех результатов испытаний на приток в начальный период на вертикальных скважинах. Также дополнительно проанализированы новые данные модульного динамического испытателя пластов (MDT), которые дополняют модель пластовых флюидов. Отобраны и исследованы в лаборатории дополнительные глубинные PVT-пробы в зонах, где ранее не проводили отборы (максимальная неопределенность в западной части ОНБ).

В этих зонах с малыми глубинами ожидалась повышенная степень биодегradации и вязкость нефти.

Полученные лабораторные данные использованы для построения PVT-модели с прогнозными свойствами вязкости нефти. Давление насыщения принималось практически равным пластовому. Газосодержание задавалось с использованием выявленного тренда изменения газосодержания по глубине за счет падения пластового давления (рис. 5).

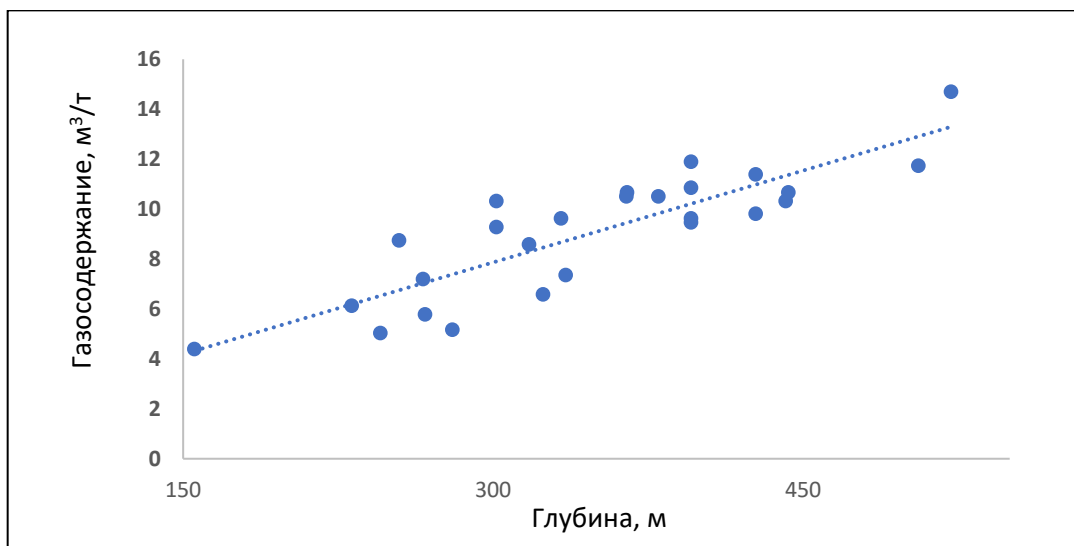


Рис. 5. Диаграмма результатов лабораторных исследований дифференциальной дегазации глубинных проб нефти

Газосодержание в PVT-модели принималось в виде зависимости мольной доли компонента «растворенный газ» от глубины в соответствии с составами глубинных проб и результатами экспериментов по дифференциальному дегазированию (см. рис. 4 и 5). Оставшаяся нефтяная часть задавалась двумя нефтяными компонентами в зависимости от глубины. На глубине более 330 м нефти имеют меньшую степень биодеструкции, которая практически не меняется от глубины. На этих глубинах PVT-модель состояла из двух компонентов: «растворенный газ» и «облегченная нефть». Свойства компонента «облегченная нефть» определены на основании лабораторных исследований глубинных PVT-проб (фактические замеры представлены на рис. 6). Пластовая нефть на глубине менее 200 м также принималась в виде двухкомпонентной смеси, но в качестве нефтяного компонента использовалась более тяжелая нефть (компонент «тяжелая нефть»), свойства которой определены по итогам анализа глубинных PVT-проб, отобранных на меньших глубинах (см. рис. 6). В диапазоне глубин 200-300 м использовалась модель из трех компонентов. Применялась линейная зависимость изменения доли тяжелого компонента в нефти

от глубины в данном интервале. С глубиной менялась пластовая температура, которая влияла на вязкость каждого компонента. Зависимости вязкости тяжелого и легкого компонентов от температуры определены в лаборатории. Компонент «растворенный газ» является нефтяным псевдокомпонентом и не представляет физического значения (часть жидкой фазы). Его свойства, включая вязкость, - расчётные. Вязкость растворенного газа подбирается таким образом, чтобы получить смесь из заданной вязкости нефти и растворенного газа с заданной вязкостью пластовой нефти в соответствии с лабораторными замерами.

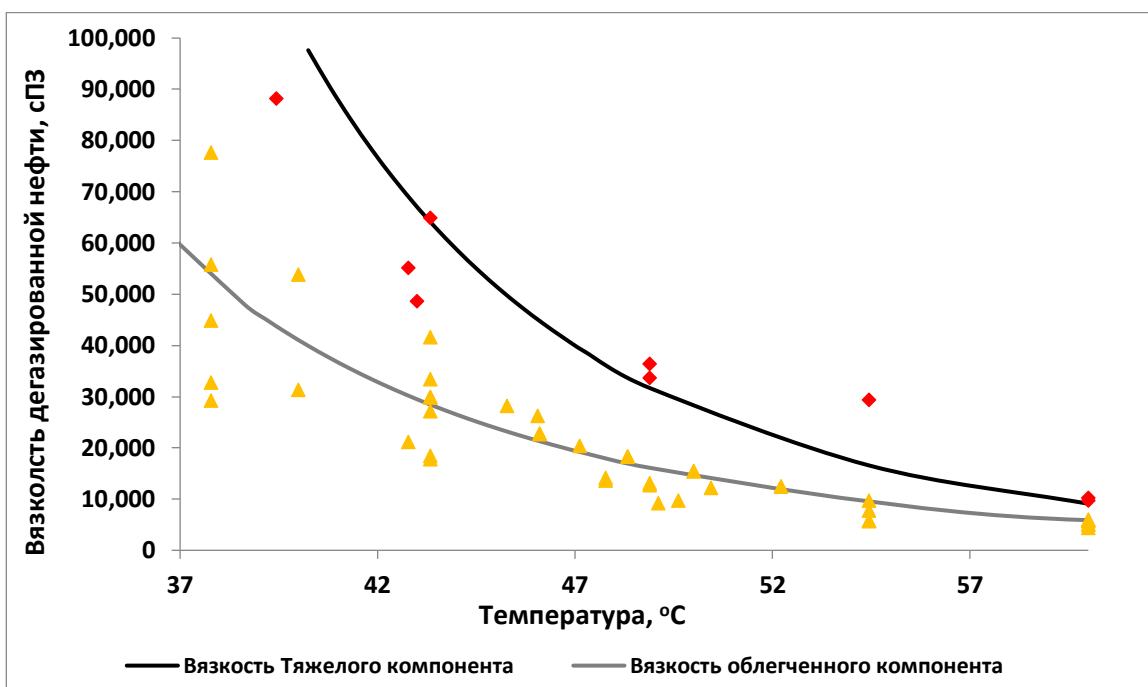


Рис. 6. Диаграмма проб дегазированной нефти и модельных зависимостей вязкости двух нефтяных компонентов

«Тяжелый компонент» - черная кривая на основании значений проб, которые обозначены красным цветом, «облегченный компонент» - серая кривая на основании значений проб, которые обозначены оранжевым цветом.

При формировании зависимости вязкости компонента «растворенный газ» от температуры применялись все имеющиеся значения вязкости пластовой нефти при разных глубинах и температурах (рис. 7). При подборе значений свойства компонента «растворенный газ» использовались соответствующие необходимые лабораторные замеры вязкости дегазированной нефти, компонентный состав пластовой нефти и другие значения, такие как плотности. В случае фазового перехода компонента «растворенного газа» в газовое состояние, все характеристики приобретают физический смысл в соответствии со свойствами газа (вязкость, плотность и т.п.)

Итоговая вязкость пластовой нефти рассчитывается по формуле, где вязкости зависят от температуры, а мольная доля компонентов зависит от глубины:

$$\mu_{\text{пласт}} = \chi_{\text{растворенный газ}} * \ln(\mu_{\text{растворенный газ}}) + \chi_{\text{тяжелый}} * \ln(\mu_{\text{тяжелый}}) + \chi_{\text{легкий}} * \ln(\mu_{\text{легкий}}),$$

Где $\mu_{\text{пласт}}$ - вязкость пластовой нефти, $\chi_{\text{растворенный газ}}$ - мольная доля растворенного газа, $\mu_{\text{растворенный газ}}$ - расчетная вязкость нефтяного компонента «растворенный газ», $\chi_{\text{тяжелый}}$ - мольная доля тяжелого нефтяного компонента, $\mu_{\text{тяжелый}}$ - вязкость тяжелого компонента, $\chi_{\text{легкий}}$ - мольная доля лёгкого компонента и $\ln(\mu_{\text{легкий}})$ - вязкость легкого компонента.

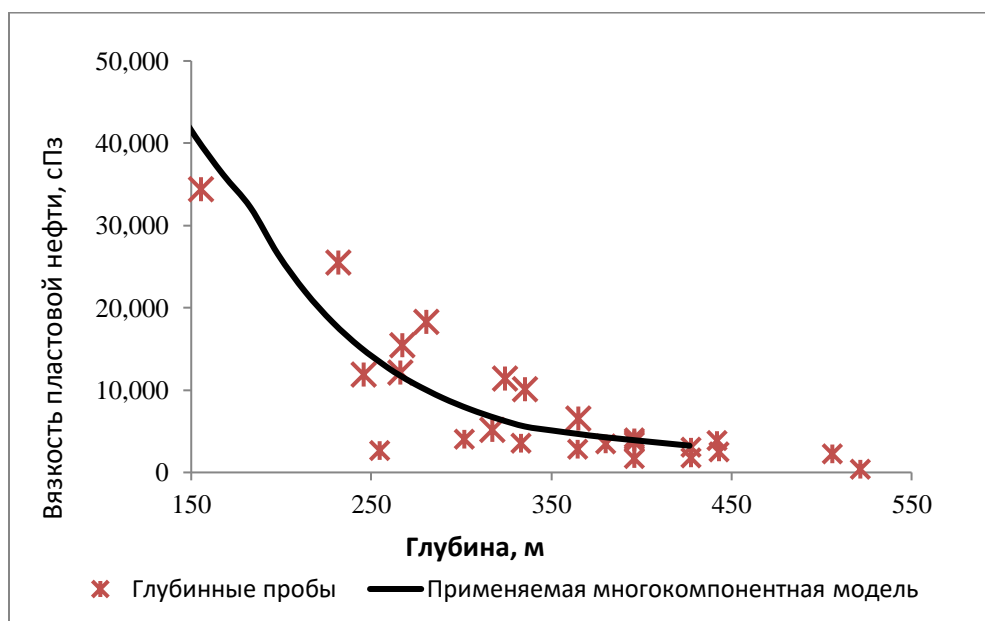


Рис. 7. Диаграмма лабораторных замеров вязкости пластовой нефти и модели вязкости пластовой нефти для западной части Оринокского нефтегазоносного бассейна

В табл. 1 представлены все основные значения, принятые в модели, в зависимости от глубины, включая объемный коэффициент, газосодержание и плотность товарной нефти, которые получены в результате стандартных исследований PVT-проб.

Итоговая PVT-модель вязкости базировалась на трех компонентах – растворенный газ и два нефтяных (дегазированных) компонента – облегченная и тяжелая нефть. Облегченная нефть - нефть на больших глубинах с меньшей вязкостью, плотностью и большим содержанием легких компонентов. Тяжелая нефть представляет нефти пластов с меньшей глубиной залегания, с максимальной плотностью и вязкостью. Свойства облегченного компонента соответствуют средним свойствам отобранных глубинных проб в зоне с большими глубинами. Лабораторные и модельные значения вязкости нефтяных дегазированных компонентов представлены на рис. 6.

Данные PVT-модели нефти Оринокского нефтегазоносного бассейна

Глубина, м	Пластовое давление, атм	Пластовая температура, °С	Мольная доля растворенного газа	Доля тяжелого компонента в дегазированной нефти	Доля тяжелого компонента в пластовой нефти	Доля легкого компонента в пластовой нефти	Вязкость компонента растворенный газ, сПз	Вязкость тяжелого компонента, сПз	Вязкость легкого компонента, сПз	Вязкость дегазированной нефти при пластовой температуре, сПз	Вязкость пластовой нефти, сПз	Объёмный коэффициент	Газосодержание, м ³ /т	Плотность товарной нефти, кг/м ³
125	20,9	37,97	0,095	1,000	0,905	0,000	5,8	130 650	50 493	130 650	50 625	1,030	4,24	1020,8
150	23,3	38,86	0,102	1,000	0,898	0,000	5,5	115 086	45 585	115 086	41 571	1,033	4,71	1020,8
175	25,7	39,74	0,110	1,000	0,890	0,000	5,2	101 574	41 219	101 574	34 240	1,035	5,18	1020,8
200	28,1	40,62	0,118	0,889	0,784	0,098	5,0	89 819	37 328	81 444	25 944	1,037	5,64	1020,1
225	30,5	41,51	0,126	0,725	0,634	0,241	4,7	79 570	33 854	62 883	19 072	1,039	6,10	1019,0
250	32,9	42,39	0,133	0,561	0,486	0,381	4,5	70 617	30 748	49 008	14 182	1,041	6,56	1017,9
300	37,7	44,16	0,149	0,233	0,198	0,653	4,1	55 907	25 471	30 586	8 103	1,046	7,46	1015,8
325	40,1	45,04	0,157	0,069	0,058	0,785	3,9	49 868	23 228	24 483	6 222	1,048	7,91	1014,8
350	42,5	45,92	0,164	0,000	0,000	0,836	3,7	44 552	21 210	21 210	5 118	1,050	8,35	1014,3
375	44,8	46,81	0,172	0,000	0,000	0,828	3,6	39 864	19 392	19 392	4 410	1,052	8,79	1014,3
400	47,2	47,69	0,180	0,000	0,000	0,820	3,4	35 723	17 751	17 751	3 806	1,054	9,22	1014,3
425	49,6	48,57	0,188	0,000	0,000	0,812	3,3	32 060	16 268	16 268	3 290	1,057	9,65	1014,3

Свойства тяжелого компонента соответствуют новым данным, которые получены в результате отбора проб на малых глубинах с большей вязкостью. Вязкость нефти тяжелого компонента примерно в 2-3 раза выше легкого компонента при одинаковых температурах (при температуре 42°C вязкость облепченной нефти равна 30000 сПз, тяжелой нефти – 80000 сПз). Однако, на малых глубинах из-за небольшой температуры и меньшего газосодержания вязкость пластовой нефти - примерно в 5-10 раз выше, чем в глубоких зонах (30000-40000 сПз против 4000-6000 сПз). В глубоких зонах нефть в модели состояла из двух компонентов - облепченный компонент и растворенный газ. В зонах с малыми глубинами нефть в модели тоже представлена из двумя компонентами – тяжелый компонент и растворенный газ. PVT-модель для промежуточной основной области состояла из трех компонентов, где содержание каждого компонента определялось глубиной, применяя линейную зависимость концентрации компонентов от глубины. Данный подход также позволяет вносить локальные изменения в тренд свойств нефти в случае обнаружения локальных аномалий. Локальные аномалии происходят повсеместно, например, на малых глубинах замкнутые объекты без контакта с настиляющей водой будут содержать (и содержат) менее вязкую нефть с меньшей степенью биодеградации. Итоговая модель вязкости для западной части ОНБ (см. рис. 7) позволяла проводить прогнозы добычи для объекта в целом и для отдельных локальных зон.

В случае выявления дополнительных изменений свойств по площади или других аномалий, связанных со свойствами нефти, отличными от представленной модели, то в PVT-модель могут быть внесены локальные изменения. На отдельных площадях можно исключить наличие тяжелого компонента (если эти зоны подвержены меньшей биодеградации) и использовать модель с меньшей вязкостью на малых глубинах. Например, на малых глубинах существуют отдельные пропластки, которые выклиниваются и не имеют контакта с надстиляющей водой. Эти объекты могут содержать менее вязкую нефть, так как эти зоны подвержены меньшей биодеструкции и представляют локальную аномалию. Такие зоны фактически подтверждены эксплуатационным бурением единичных скважин и представляют отдельный интерес.

Проведен сбор и анализ данных испытаний вертикальных скважин в западной части ОНБ. Вертикальные скважины испытывались только в начальный период исследования в 1980-е гг. В 2000-е и 2010-е гг. пробурены разведочные вертикальные скважины на всей площади ОНБ, но испытания не проводились. В первоначальный период исследования ОНБ пробурены и испытаны 33 вертикальные скважины в западной части, где сейчас расположено 6 добывающих предприятий. Всего проведено 54 испытания, так как на некоторых скважинах испытывали

несколько пластов. Везде применяли одинаковую технологию: забой пробуривали долотом диаметром 33 см, спускали щелевую трубу диаметром 18 см с гравийной набивкой. Добычу осуществляли с помощью УШГН. Анализ данных испытаний в виде зависимости продуктивности на метр толщины и средней глубины испытываемого интервала представлен на рис. 8.

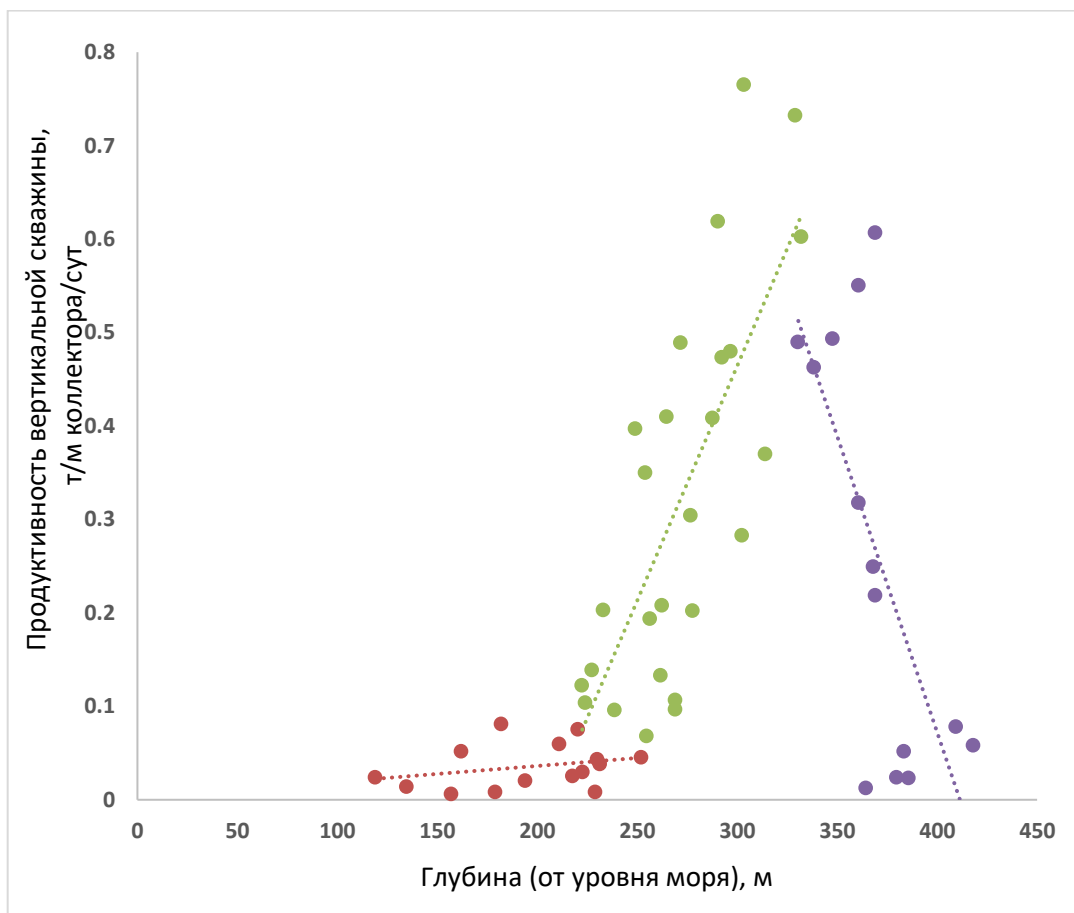


Рис. 8. Графики результатов 54-х испытаний в 33-х вертикальных скважинах на продуктивность на метр толщины в западной части Оринокского нефтегазоносного бассейна

Каждое испытание представлено отдельной точкой. Красные точки - испытания на малых глубинах, зеленые - испытания на средних глубинах, фиолетовые - испытания на больших глубинах).

Продуктивность скважин падает по мере снижения глубины и полностью соответствует представленной модели вязкости. Анализируемые скважины расположены на расстоянии нескольких десятков километров друг от друга, но демонстрируют общую направленность и единые закономерности. Этот тренд характерен для всей западной части ОНБ. На глубине порядка 220 м нефти практически перестают течь, несмотря на значительные нефтенасыщенные толщины. Примерно на глубине 370 м находится водонефтяной контакт и характеристики притока вблизи контакта на глубине 340 м также начинают ухудшаться за счет того, что нефти

становятся более биодegradированными и становятся практически неподвижными. Снижение продуктивности на больших глубинах не столь существенно, как на малых. Свойства породы в части проницаемости имеют слабую изменчивость по глубине по сравнению со свойствами нефти. Изменения в толщинах нивелированы путем анализа продуктивности на метр толщины. Линейная зависимость продуктивности скважины на метр толщины от глубины основной толщи (зеленые точки и пунктирный тренд) говорит о линейном изменении концентрации тяжёлых компонентов от кровли к подошве. Эти изменения в концентрации тяжелых компонентов являются прямым следствием биодegradации. Результаты подтверждают разработанную модель вязкости и ее ключевые предпосылки.

Тренды дополнительно подтверждены изменением концентрации асфальтенов по мере снижения глубины и соответствующим ростом вязкости дегазированной нефти при одинаковой температуре (рис. 9). Вязкость приведена для температуры в 43°C, так как при 20°C данные нефти практически неподвижны. Рост концентрации асфальтенов происходит за счет того, что легкие компоненты исчезают за счет биодegradации.

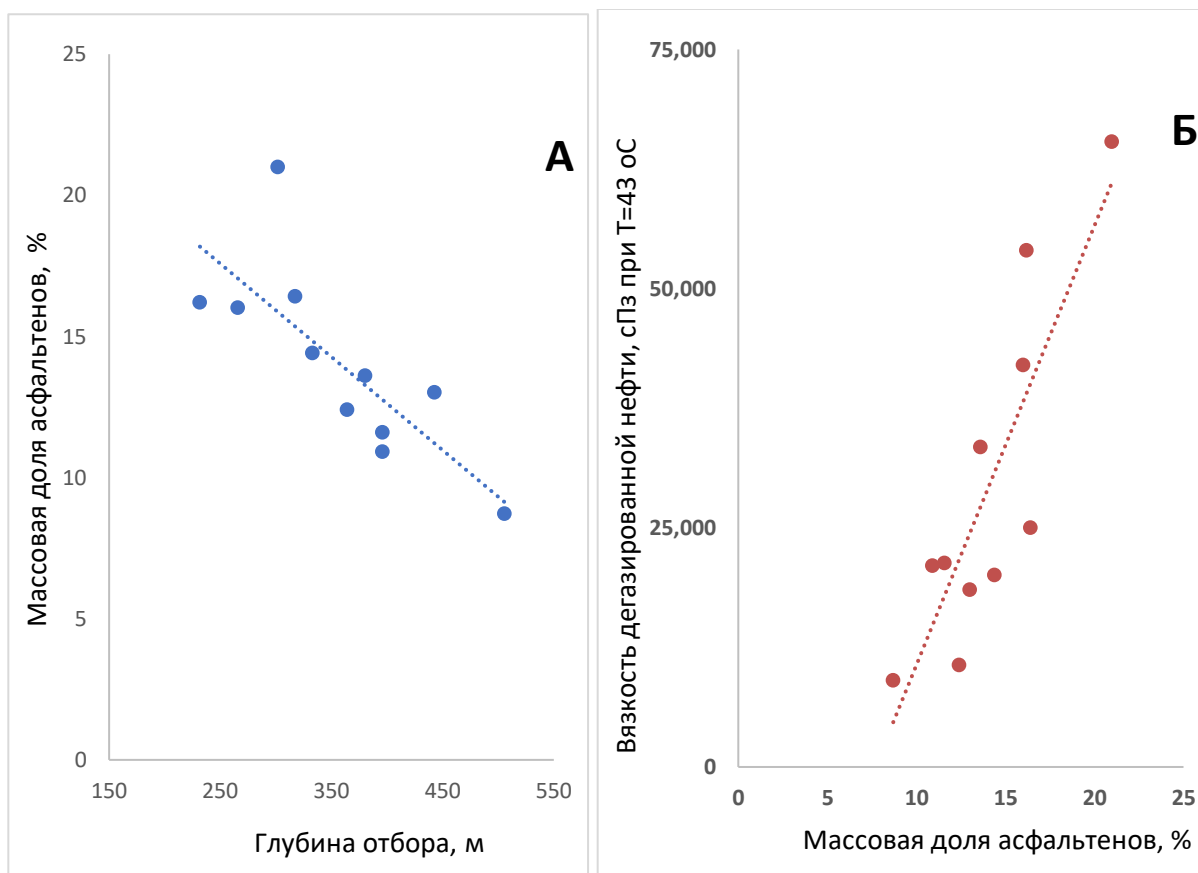


Рис. 9. Графики зависимостей свойств глубинных проб

А - доли асфальтенов от глубины, Б - вязкости нефти от доли асфальтенов.

Проведен анализ новых данных испытаний MDT на изменение плотности пластового флюида (рис. 10А). Градиент давления для конкретной скважины позволяет оценить плотность флюида в пласте. Для рассматриваемого объекта имеется достаточное количество данных для построения подробной карты плотности флюида в пласте. На графике сравнения градиента на севере и на юге для двух скважин (рис. 10Б) показано, что данные области насыщены различными нефтями: в северной части пластовая нефть имеет плотность в пластовых условиях порядка 901 кг/м^3 , а в южной части плотность пластовой нефти равна 1043 кг/м^3 (ускорение гравитации на экваторе - $9,78$). Изменение плотности пластовой нефти за счет снижения газосодержания и температуры на основании расчетов не превышает 5%.

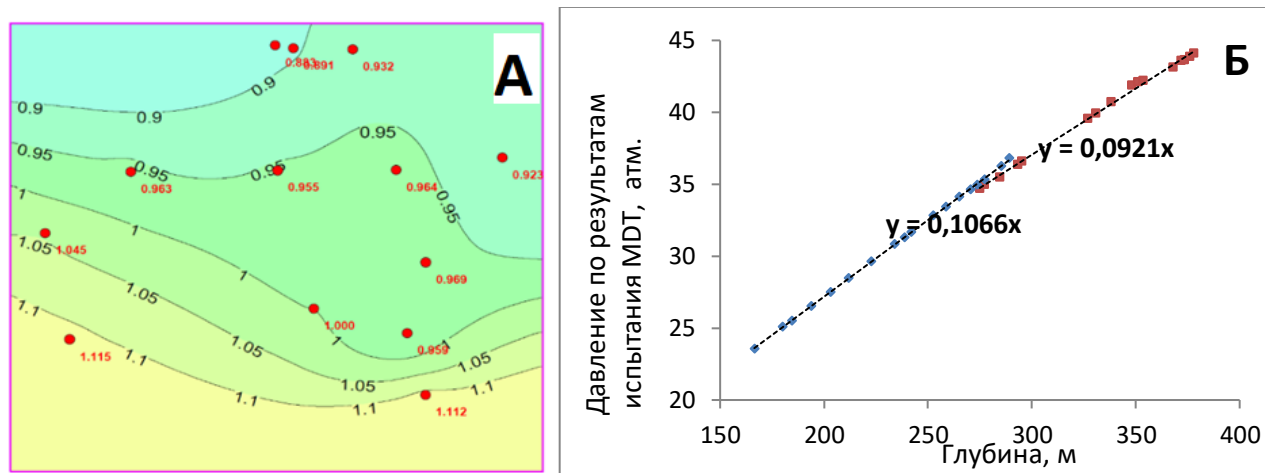


Рис. 10. Плотность пластового флюида, рассчитанная на базе градиента давления по данным модульного динамического испытателя пластов

А - карта плотности пластового флюида (цвета на карте соответствуют плотности пластового флюида, используя шкалу относительной плотности воды) с указанием положения скважин с испытанием MDT, где рассчитана плотность пластового флюида (красные точки и значения); Б - расчет плотности для двух скважин на севере и юге блока и фактические замеры давление по итогам испытания MDT (синие точки - «скважина-1» на малой глубине; красные точки - «скважина-2» на большой глубине).

Проведена схожая аналитическая работа для западной части ОНБ и представлена на рис. 11 в виде зависимости продуктивности от глубины и обводненности от глубины. В этой области, как указано выше, контакт с подстилающей и настиляющей водой смещен вниз. На глубине 550 м и ниже присутствует большой объём подвижной воды в пласте, о чем свидетельствуют данные испытаний. На этих глубинах продуктивности являются также минимальными. В диапазоне глубин 550-700 м имеется большой разброс по продуктивности и обводненности. Наличие свободной воды будет способствовать более интенсивной биодegradации. В зоне на глубине 800 м и более практически все скважины являются высокопродуктивными без свободной воды.

На глубине порядка 1000 м снова начинается зона с подвижной водой за счет присутствия подстилающей воды. Для западной части ОНБ нет достаточного количества глубинных РVT-проб, особенно на малых глубинах, для построения аналогичного тренда зависимости вязкости от глубины аналогичной восточной части ОНБ. В наличии есть только образцы нефти для глубокой, наименее деградированной части. Однако в целом все закономерности западной части бассейна идентичны восточной, но со смещением на большие глубины.

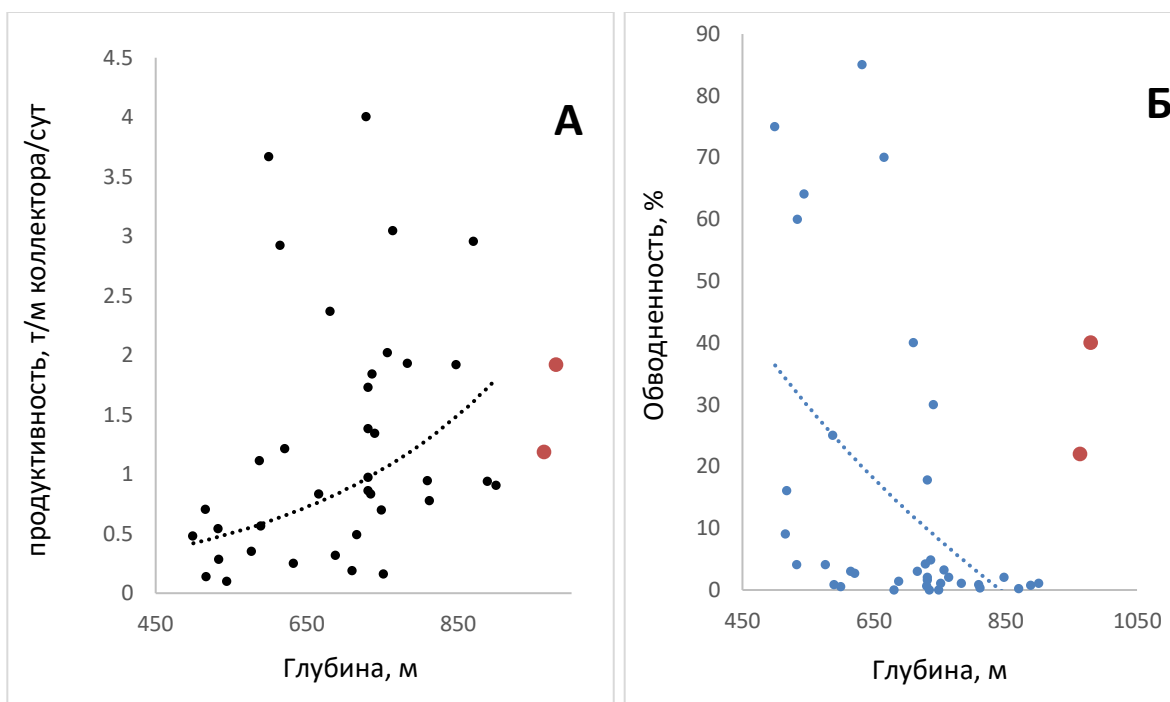


Рис. 11. Графики результатов испытаний в 39-ти вертикальных скважинах в восточной части Оринокского нефтегазоносного бассейна

А - продуктивность на метр толщины (черные точки - испытаний на средних глубинах, красные точки - испытания на больших глубинах); Б - обводненности (черные точки - испытаний на средних глубинах, красные точки - испытания на больших глубинах).

Дискуссия

Возможно, на контакте с настиляющей и подстилающей водой присутствуют совершенно разные бактерии и микроорганизмы. Глубина потребления легких органических веществ бактериями ближе к кровле является выше, и это делает нефти более тяжелыми. Однако наличие данных хроматографии глубинных проб с разными составами и других ранее опубликованных работ в области исследований биомаркеров, которые образовались за счет биodeградации нефтей ОНБ, позволяет создавать точные РVT-модели и делать уверенные прогнозы свойств нефти, продуктивности и уровня добычи.

Проведенный многосторонний анализ показал, что несмотря на значительные

геологические запасы ОНБ, только определенный целевой интервал доступен для разработки без применения методов увеличения нефтеотдачи, где подвижность нефти соответствует необходимым критериям. В верхних интервалах нефть теряет текучесть. Целевой интервал, где нефти обладают необходимой текучестью, также сильно неоднороден в части свойств нефти. Из-за идеальных свойств коллектора и его высокой литологической связанности фактор диффузии имеет высокую степень влияния на свойства нефти, а также на скорость биodeградации. Концентрации ключевых компонентов, необходимых для биodeградации, включая кислород, остаются на высоком уровне за счет непрерывного притока с поверхности и делают процесс биodeградации максимально интенсивным. Вся нефть ОНБ подвержена крайне высокой (суровой) степени биодеструкции. Линейное изменение концентрации асфальтена в зависимости от глубины, также является следствием диффузионных процессов.

Четыре основных блока, которые введены в разработку в 2000-х гг. и для которых построена инфраструктура, относились к зоне с максимальным площадным распространением целевого интервала, где влияние биodeградации минимально, а свойства нефти наиболее однородны. Наличие однородных свойств нефти и коллекторов позволяло применять «ковер» бурения на всей площади, вовлекая все запасы в разработку и получая на всех успешно пробуренных скважинах высокие целевые дебиты. Все четыре блока быстро вышли на целевые уровни добычи. При этом свойства нефти на этих участках в верхних горизонтах являются неоднородными. В некоторых зонах верхние пласты имеют ухудшенные свойства нефти из-за биodeградации, но это не повсеместно, так как в некоторых случаях картина обратная, и на верхних горизонтах обнаружены объекты с меньшей вязкостью. Это объясняется изолированностью и отсутствием контакта с настилающей водой. Эти горизонты обеспечили стабильную добычу нефти на протяжении более двух десятилетий.

Все новые блоки, которые вводились в разработку в последнее время, значительно отличаются от старых. Они относятся к переходным зонам со значительным перепадом глубин и существенной вариацией вязкости и плотности нефти. Неопределенности в части изменений свойств нефти по глубине не учтены в первоначальных проектах. На новых участках целевой интервал с хорошими свойствами присутствует на ограниченной части площади с максимальной глубиной. Применение «ковра» бурения на всей площади уже не столь многообещающее, так как многие зоны оказались на грани рентабельности или вовсе непродуктивными. В итоге ни на одном предприятии не достигнуты ожидаемые показатели, и все долгосрочные инвестиции отложены или отменены.

Выводы

Масштаб ОНБ позволяет анализировать изменение свойств нефти на больших площадях и диапазонах глубин. По итогам отбора и анализа проб нефти получено линейное изменение по глубине содержания асфальтеновой фракции. Эти тренды представлены впервые и могут быть использованы для прогнозирования свойств на других объектах. Наличие уникального водо-нефтяного контакта вблизи поверхности с настаивающей водой является ключевой уникальной особенностью ОНБ. Эта особенность и неоднородность не доизучена. Нефти ближе к кровле теряют подвижность и могут быть разработаны только тепловыми методами. Однако отсутствие надежной глинистой покрышки вносит сложности в реализацию технологии закачки пара.

На основании новых данных и выявленных трендов построена модель вязкости нефти и других характеристик. Модель существенно изменила представление о ОНБ, особенно в части добычных возможностей, которые оказались значительно ниже ожидаемых.

Целевые уровни добычи в 500 тыс. т/сут на всех новых объектах ОНБ по итогам проведенных геологоразведочных работ оказались недостижимыми. Максимальный реалистичный уровень добычи с учетом новых и старых блоков ОНБ, по оценке автора, с учетом новой модели вязкости нефти составляет 190 тыс. т/сут (1,2 млн. барр./сут). Данный объем добычи обеспечит выручку в более чем 15 млрд. долл. США в год с учетом реалистичного прогноза цены на сверхтяжёлый сорт нефти со всеми применяемыми дисконтами. Для достижения этого уровня потребуются бурение более 1000 скважин за короткий период (3-5 лет) с последующим бурением более 100 скважин в год для поддержания добычи². Также необходима вся инфраструктура по подготовке, транспортировке и доведения нефти до соответствующего сорта (апгрейдер) для новых блоков. Средние технические показатели новых блоков будут кратно ниже, чем на действующих старых объектах из-за большей вязкости нефти. Соответственно, для экономической успешности проекта потребуются максимальная синергия инфраструктуры и существенные послабления в налогах. Текущие старые проекты, которые разрабатываются с конца 1990-х гг., по мнению автора, имеют потенциал добычи в пределах 60-80 тыс. т/сут в сумме, однако состояние апгрейдинговой и транспортной инфраструктуры остается неизвестным. Однако, такие перспективы делают проект дальнейшего развития ОНБ в целом по-прежнему привлекательным, несмотря на все реализовавшиеся риски.

² *Статья написана исключительно по инициативе автора в рамках проводимой научной работы и не является частью договорной работы. Все приведенные прогнозные показатели и данные являются личным мнением автора, являются расчетными показателями и не являются прогнозом добычи. Любые совпадения с реальными значениями показателей добычи являются случайными.*

Автор благодарен Боливарианской республике Венесуэла за теплый прием и безопасное пребывание в период 2014-2020 гг. и специалистам СП Петромиранды, СП Петровиктории, проектного офиса Хунин-6, проектного офиса Карабобо 2 и 4, Петролеры РН, Пресижен дриллинг, ПДВСА СВП, ПДВСА Дивизион Хунин, Шлюмбердже, Дегольер энд Макнотон, ТННЦ, СамараНИПИнефть, СМГ, Газпромнефть НТЦ, Департамента разработки, зарубежных проектов, добычи и аудита запасов ЦАУК ПАО Роснефть за совместную работу в рамках реализации проекта. Отдельная благодарность Д.А. Бражнику за осуществлённые консультации по технологической части и советы, а также В.К. Киревичеву за критику.

Литература

Иванов Д.А., Гудошников А.С., Маркес Р. Особенности разработки блока месторождения сверхвязкой, сверхтяжелой нефти на естественном режиме вытеснения (нефтяной пояс Ориноко) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2024. - Т.19. - №3. - https://www.ngtp.ru/rub/2024/26_2024.html EDN: UHHDBZ

Каюкова Г.П., Петров С.М., Успенский Б.В. Свойства тяжелых нефтей и битумов пермских отложений Татарстана в природных и техногенных процессах. - М.: ГЕОС, 2014. - 300 с.

Тимонина Н.Н., Пьянков В.В. Ярегское месторождение тяжелой нефти: история разработки и перспективы развития // Вестник института геологии Коми научного центра Уральского отделения РАН. - 2018. - №7 (283). - С. 41-48. DOI: [10.19110/2221-1381-2018-7-41-48](https://doi.org/10.19110/2221-1381-2018-7-41-48)

Хисамов Р.С., Гуськова И.А., Габдрахманов А.Т., Саяхов В.А., Охотникова Е.С. Сравнительный анализ неоднородности состава и свойств сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения на основе экспериментальных исследований // Нефтяное хозяйство. - 2019. - №10. - С. 48-52. DOI: [10.24887/0028-2448-2019-10-48-52](https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-10-48-52)

Adams J., Jiang C., Bennett B., Huang H., Oldenburg T., Noke K., Snowdon L., Gates I., Larter S. Viscosity determination of heavy oil and bitumen: cautions and solutions // World heavy oil congress (Edmonton, 10-12 March, 2008). - 2008. - P. 1-12.

Arredondo M., Cermeño L., Quijada E. Geometric analysis of progressive cavity pump single lobe, for the production of extra-crude heavy oil at Huyaparí oil field at Orinoco oil Belt Venezuela // Artificial lift conference - Americas (Cartagena, Colombia, 21-22 May, 2013). DOI: [10.2118/165060-MS](https://doi.org/10.2118/165060-MS)

Bennetta B., Jiang C., Larter S.R. Deterioration of oil quality during sample storage: Are stored reservoir core samples a viable resource for oil viscosity determination? // Fuel. - 2019. - Vol. 245. - 1 June 2019. - P. 115-121. DOI: [10.1016/j.fuel.2019.02.002](https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.02.002)

Bost F.D., Frontera-Suau R., McDonald T.J., Peters K.E., Morris P.J. Aerobic biodegradation of hopanes and norhopanes in Venezuelan crude oils // Organic Geochemistry. - 2001. - Vol. 32. - P. 105-114. DOI: [10.1016/S0146-6380\(00\)00147-9](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(00)00147-9)

Burgos E. C., Peñaranda J., Gonzalez K., Trejo E., Meneses M., Rosales A., Martinez J. Shallow horizontal drilling meets with very extended reach drilling in the Venezuelan Faja // Latin American and Caribbean petroleum engineering conference (Maracaibo, Venezuela, 21-23 May, 2014). DOI: [10.2118/169365-MS](https://doi.org/10.2118/169365-MS)

Burkill G.C., Rondon L.A. Steam stimulation pilot project in the Orinoco Belt, Zuata area, Venezuela // Latin American Petroleum Engineering Conference (Rio de Janeiro, 14-19 October, 1990). DOI: [10.2118/21090-MS](https://doi.org/10.2118/21090-MS)

Cocco M.J., Hernández J.E. Reservoir characterization of Junín area, Orinoco oil Belt region,

Venezuela // Heavy and extra heavy oil conference - Latin America (Medellin, Colombia, 24-26 September, 2014). DOI: [10.2118/171136-MS](https://doi.org/10.2118/171136-MS)

Cuadros G., Chamat E.H., Villarroel N., Scrofina J., Cermeño E., Rodriguez O. Improving horizontal well placement in the Orinoco oil Belt with the use of bed boundary mapping technologies // Canada heavy oil technical conference (Calgary, Alberta, Canada, 9-11 June, 2015). DOI: [10.2118/174476-MS](https://doi.org/10.2118/174476-MS)

Escobar E., Coll R., Leon-Carrera M.F., Pérez S. Overcoming the challenge of forecasting EOR in giant extra-heavy oil fields // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference (Abu Dhabi, UAE, 13-16 November, 2017). DOI: [10.2118/188657-MS](https://doi.org/10.2118/188657-MS)

Gilberto C., Boza S., Romero T.H. Orinoco oil belt well construction using «wells - in - series» technology with horizontal and multilateral trajectory // International thermal operations and heavy oil symposium (Porlamar, Margarita Island, Venezuela, 12-14 March, 2001). DOI: [10.2118/69710-MS](https://doi.org/10.2118/69710-MS)

Haeseler F., Levache D., Lamirand B. Reservoir filling paths revealed by kinetic modeling of biodegradation at basin scale // International petroleum technology conference (Doha, Qatar, 6-9 December, 2015). DOI: [10.2523/IPTC-18402-MS](https://doi.org/10.2523/IPTC-18402-MS)

Huang H.P., Bennett B., Oldenburg T., Adams J., Larter S.R. Geological controls on the origin of heavy oil and oil sands and their impacts on in situ recovery // Journal of Canadian Petroleum Technology. - 2008. - Vol. 47. - Issue 04. DOI: [10.2118/08-04-37](https://doi.org/10.2118/08-04-37)

Klavens K., Atkins L. Global heavy crude oil outlook to 2030 // Proceedings of 20th World Petroleum Congress (Doha, Qatar, 4-8 December, 2011). - 2011. - P. WPC-20-0666.

Kopper R., Kupecz J., Curtis C., Cole T., Dorn-Lopez D., Copley J., Munoz A., Calcedo V. Reservoir characterization of the Orinoco heavy oil Belt: Miocene Oficina Formation, Zuata field, Eastern Venezuela basin // International thermal operations and heavy oil symposium (Porlamar, Margarita Island, Venezuela, 12-14 March, 2001). DOI: [10.2118/69697-MS](https://doi.org/10.2118/69697-MS)

Landaeta G.S., Valencia L.E. Extra-heavy oil viscosity estimation using PVT and geochemical analyses: applications at Huyapari field, Orinoco heavy oil belt, Venezuela // Latin America and Caribbean petroleum engineering conference (Buenos Aires, Argentina, 2017). DOI: [10.2118/185495-MS](https://doi.org/10.2118/185495-MS)

Larter S., Adams J., Gates I.D., Bennett B., Huang H. The origin, prediction and impact of oil viscosity heterogeneity on the production characteristics of tar sand and heavy oil reservoirs. 7th Canadian international petroleum conference // Journal of Canadian Petroleum Technology. - 2006. - Vol. 47. - Issue 01. DOI: [10.2118/08-01-52](https://doi.org/10.2118/08-01-52)

Layrisse I. Heavy oil production in Venezuela: Historical recap and scenarios for next century // SPE International symposium (Houston, Texas, 16-19 February, 1999). DOI: [10.2118/53464-MS](https://doi.org/10.2118/53464-MS)

Liu Y., Xie Y., Ma Z., Zhou Y., Wang D. Heavy oil accumulation characteristics of the Orinoco heavy oil belt // Oil and Gas Geology. - 2013. - 34(3). - P. 315-322. DOI: [10.11743/ogg20130306](https://doi.org/10.11743/ogg20130306)

López L. Study of the biodegradation levels of oils from the Orinoco oil Belt (Junin area) using different biodegradation scales // Organic Geochemistry. - 2014. - Vol. 66. - P. 60-69. DOI: [10.1016/j.orggeochem.2013.10.014](https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2013.10.014)

Marcos J., Pardo E., Casas J., Delgado D., Rondon M., Exposito M., Zerpa L., Ichbia J., Bellorini J. Static and dynamic models of formation water in Sincor area, Orinoco belt, Venezuela // Latin American and Caribbean petroleum engineering conference (Buenos Aires, Argentina, 15-18 April, 2007). DOI: [10.2118/107378-MS](https://doi.org/10.2118/107378-MS)

Masterson W.D., Dzou L.I., Holba A.G., Fincannon A.L., Ellis L. Evidence for biodegradation and evaporative fractionation in West Sak, Kuparuk and Prudhoe Bay field areas, North Slope, Alaska // Organic Geochemistry. - 2001. - Vol. 32. - P. 411-441. DOI: [10.1016/S0146-6380\(00\)00187-X](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(00)00187-X)

Meyer R.F., Attanacsi E.D. Heavy oil and natural bitumen - strategic petroleum resources // USGS Fact Sheet FS-070-03. - 2003. DOI: [10.3133/fs07003](https://doi.org/10.3133/fs07003)

Mirabal M., Gordillo R., Fuenmayor M., Rojas G., Rodriguez H., Sanehez R. Integrated study for the characterization and development of the MFB-53 reservoir, North Hamaca - Orinoco belt, Venezuela // SPE Latin America - Caribbean petroleum engineering conference (Port-of-Spain, Trinidad, April, 1996). DOI: [10.2118/36095-MS](https://doi.org/10.2118/36095-MS)

Mullins O.C., Johansen Y.B., Rinna J., Meyer J., Kenyon-Roberts S., Chen L., Forsythe J.C., Achourov V., Jackson R., Betancourt S.S., Zuo J.Y., Canas J.A. Diverse fluid gradients associated with biodegradation of crude oil // SPWLA 60th Annual Logging Symposium (June 15-19, 2019). - 2019. DOI: [10.30632/T60ALS-2019_XX](https://doi.org/10.30632/T60ALS-2019_XX)

Peters K.E., Moldowan J.M., Walters C.C. The Biomarker Guide. 2nd edition. Cambridge university press. - 2005. - Vol. 2. - 1155 p. DOI: [10.1017/CBO9780511524868](https://doi.org/10.1017/CBO9780511524868)

Randy A. Downhole electrical heating techniques in the Orinoco oil belt, are they always reliable? Appraisal analysis to Petrocedeño's pilot project // Nigeria annual international conference and exhibition (Lagos, Nigeria, 4-6 August, 2015). DOI: [10.2118/178320-MS](https://doi.org/10.2118/178320-MS)

Rodriguez F., Delamaide E., Rousseau D., Bekri S. Which is the most attractive IOR method to produce the Venezuelan highly viscous oil resources in the energy transition era? A comprehensive review of research and field applications // ADIPEC (Abu Dhabi, UAE, 31 October - 3 November, 2022). DOI: [10.2118/211344-MS](https://doi.org/10.2118/211344-MS)

Rodriguez I., Hernandez E., Velasquez R., Fernandez J., Yegres F., Martínez R., Contreras R., Korabelnikov A. Characterization of the stratigraphic Column in an extra heavy oil field to optimize production costs, from the disposal of wastewater effluents to the evaluation of shallow aquifers for water production. Cerro Negro area, Venezuela // International heavy oil conference and exhibition (Kuwait City, Kuwait, 10-12 December, 2018). DOI: [10.2118/193732-MS](https://doi.org/10.2118/193732-MS)

Sandrea R., Essenfeld M. The future of Venezuela's oil industry. EPRINC. - 2021. - <https://eprinc.org>

Santos R.G., Loh W., Bannwart A.C., Trevisa O.V. An overview of heavy oil properties and its recovery and transportation methods // Brazilian Journal of Chemical Engineering. - 2013. - Vol. 31. - No. 03. - P. 571-590. DOI: [10.1590/0104-6632.20140313s00001853](https://doi.org/10.1590/0104-6632.20140313s00001853)

Schenk C.J., Cook T.A., Charpentier R.R., Pollastro R.M., Klett T.R., Tennyson M.E., Kirschbaum M.A., Brownfield M.E., Pitman J.K. An estimate of recoverable heavy oil resources of the Orinoco oil belt, Venezuela // USGS Fact Sheet FS-2009-30-28. - 2009. DOI: [10.3133/fs20093028](https://doi.org/10.3133/fs20093028)

Trebolle R.L., Chalot J.P., Colmenares R. The Orinoco heavy-oil belt pilot projects and development strategy // International thermal operations symposium (Bakersfield, CA, USA, 8-10 February, 1993). DOI: [10.2118/25798-MS](https://doi.org/10.2118/25798-MS)

Vasquez M. Cerro Negro Development: A Success Story...From Inception To Execution // SPE international thermal operations and heavy oil symposium and international horizontal well technology conference (Calgary, Alberta, Canada, 4-7 November, 2002). DOI: [10.2118/79006-MS](https://doi.org/10.2118/79006-MS)

Villarroel T., Hernández R. Technological developments for enhancing extra heavy oil productivity in fields of the Faja Petrolifera del Orinoco (FPO), Venezuela // AAPG Annual Convention and Exhibition (Pittsburgh, Pennsylvania, May 19-22, 2013). - 2023. - 41 p.

Wenger L.M., Davis C.L., Isaksen G.H. Multiple controls on petroleum biodegradation and impact on oil quality // SPE Res Eval & Eng. - 2002. - Vol. 5. - Issue 05. - P. 375-383. DOI: [10.2118/80168-PA](https://doi.org/10.2118/80168-PA)

Zhou S., Huang H., Liu Yu. Biodegradation and origin of oil sands in the Western Canada sedimentary basin // Petroleum Science. - 2008. - Vol. 5. - P. 87-94. DOI: [10.1007/s12182-008-0015-3](https://doi.org/10.1007/s12182-008-0015-3)

This is an open access article under the CC BY 4.0 license

Received 11.07.2024

Published 05.11.2024

Ivanov D.A.

LLC «LUKOIL-Engineering», Moscow, Russia, denis_a_ivanov@hotmail.com

GEOLOGICAL CHARACTERISTICS, FLUIDS PROPERTIES AND TECHNOLOGICAL PRODUCTION ASPECTS OF THE WORLD'S LARGEST EXTRA HEAVY OIL ORINOCO BASIN

The world's largest heavy oil Orinoco basin has unique oil characteristics. Previous studies of its biomarkers have demonstrated that oils are subject to varying degrees of biodegradation. Oils belong to the same source with the same degree of maturity. The paper presents actual data obtained as a result of long-term geological exploration and data collection from past years in Venezuela. New oil samples obtained at different depths made it possible to accurately determine how the oil composition and properties change, depending on the degree of biodegradation and depth. New information, together with existing theories of the formation of ultra-high-viscosity oils, made it possible to form fundamentally different approaches to building PVT-models. A feature of the Orinoco heavy oil basin is the presence of two contacts with water - in the roof and at the base of the heavy oil volume. The contact with less dense fresh water in the roof part has a dominant and determining significance in the oil biodegradation. The cold method of extraction by long horizontal wells has been used for several decades. Oils at new sites turned out to be more viscous due to the high degree of biodegradation, which was not taken into account when preparing development projects. The presented data and approaches will allow more accurate prediction of oil properties and production capabilities in the future.

Keywords: *extra heavy oil, oil biodegradation, PVT-model, Orinoco heavy oil basin, Venezuela.*

For citation: Ivanov D.A. Geologicheskie kharakteristiki, svoystva flyuidov i tekhnologicheskie osobennosti dobychi v samom krupnom v mire Orinokskom bassejne sverkhvysokovyazkoy nefti [Geological characteristics, fluids properties and technological production aspects of the world's largest extra heavy oil Orinoco basin]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2024, vol. 19, no. 4, available at: https://www.ngtp.ru/rub/2024/33_2024.html EDN: DMAYUM

References

Adams J., Jiang C., Bennett B., Huang H., Oldenburg T., Noke K., Snowdon L., Gates I., Larter S. Viscosity determination of heavy oil and bitumen: cautions and solutions. *World heavy oil congress* (Edmonton, 10-12 Mar, 2008). 2008, pp. 1-12.

Arredondo M., Cermeño L., Quijada E. Geometric analysis of progressive cavity pump single lobe, for the production of extra-crude heavy oil at Huyaparí oil field at Orinoco oil Belt Venezuela. *Artificial lift conference - Americas* (Cartagena, Colombia, 21-22 May, 2013). DOI: [10.2118/165060-MS](https://doi.org/10.2118/165060-MS)

Bennetta B., Jiang C., Larter S.R. Deterioration of oil quality during sample storage: Are stored reservoir core samples a viable resource for oil viscosity determination? *Fuel*, 2019, vol. 245, 1 June 2019, pp. 115-121. DOI: [10.1016/j.fuel.2019.02.002](https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.02.002)

Bost F.D., Frontera-Suau R., McDonald T.J., Peters K.E., Morris P.J. Aerobic biodegradation of hopanes and norhopanes in Venezuelan crude oils. *Organic Geochemistry*, 2001, vol. 32, pp. 105-114. DOI: [10.1016/S0146-6380\(00\)00147-9](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(00)00147-9)

Burgos E. C., Peñaranda J., Gonzalez K., Trejo E., Meneses M., Rosales A., Martinez J. Shallow horizontal drilling meets with very extended reach drilling in the Venezuelan Faja. *Latin American and Caribbean petroleum engineering conference* (Maracaibo, Venezuela, 21-23 May, 2014). DOI: [10.2118/169365-MS](https://doi.org/10.2118/169365-MS)

Burkill G.C., Rondon L.A. Steam stimulation pilot project in the Orinoco Belt, Zuata area, Venezuela. *Latin American Petroleum Engineering Conference* (Rio de Janeiro, 14-19 Oct, 1990). DOI: [10.2118/21090-MS](https://doi.org/10.2118/21090-MS)

Cocco M.J., Hernández J.E. Reservoir characterization of Junín area, Orinoco oil Belt region, Venezuela. *Heavy and extra heavy oil conference - Latin America* (Medellin, Colombia, 24-26 Sept, 2014). DOI: [10.2118/171136-MS](https://doi.org/10.2118/171136-MS)

Cuadros G., Chamat E.H., Villarroel N., Scrofina J., Cermeño E., Rodriguez O. Improving horizontal well placement in the Orinoco oil Belt with the use of bed boundary mapping technologies. *Canada heavy oil technical conference* (Calgary, Alberta, Canada, 9-11 June, 2015). DOI: [10.2118/174476-MS](https://doi.org/10.2118/174476-MS)

Escobar E., Coll R., Leon-Carrera M.F., Pérez S. Overcoming the challenge of forecasting EOR in giant extra-heavy oil fields. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference* (Abu Dhabi, UAE, 13-16 Nov, 2017). DOI: [10.2118/188657-MS](https://doi.org/10.2118/188657-MS)

Gilberto C., Boza S., Romero T.H. Orinoco oil belt well construction using «wells - in - series» technology with horizontal and multilateral trajectory. *International thermal operations and heavy oil symposium* (Porlamar, Margarita Island, Venezuela, 12-14 Mar, 2001). DOI: [10.2118/69710-MS](https://doi.org/10.2118/69710-MS)

Haeseler F., Levache D., Lamirand B. Reservoir filling paths revealed by kinetic modeling of biodegradation at basin scale. *International petroleum technology conference* (Doha, Qatar, 6-9 Dec, 2015). DOI: [10.2523/IPTC-18402-MS](https://doi.org/10.2523/IPTC-18402-MS)

Huang H.P., Bennett B., Oldenburg T., Adams J., Larter S.R. Geological controls on the origin of heavy oil and oil sands and their impacts on in situ recovery. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2008, vol. 47, issue 04. DOI: [10.2118/08-04-37](https://doi.org/10.2118/08-04-37)

Ivanov D.A., Gudoshnikov A.S., Marquez R. Osobennosti razrabotki bloka mestorozhdeniya sverkhvyazkoy, sverkhtyazhelyoy nefti na estestvennom rezhime vytesneniya (neftyanoy poyas Orinoko) [Development features of super-viscous, extra-heavy oil field block under natural drive (Orinoco oil belt)]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2024, vol. 19, no. 3, available at: https://www.ngtp.ru/rub/2024/26_2024.html (In Russ.). EDN: UHHDBZ

Kayukova G.P., Petrov S.M., Uspenskiy B.V. *Svoystva tyazhelykh neftey i bitumov permskikh otlozheniy Tatarstana v prirodnykh i tekhnogennykh protsessakh* [Properties of Permian heavy oils and bitumens of Tatarstan in natural and anthropogenic processes]. GEOS, Moscow, 2014, 300 p. (In Russ.).

Khisamov R.S., Gus'kova I.A., Gabdrakhmanov A.T., Sayakhov V.A., Okhotnikova E.S. Sravnitel'nyy analiz neodnorodnosti sostava i svoystv sverkhvyazkoy nefti Ashal'chinskogo mestorozhdeniya na osnove eksperimental'nykh issledovaniy [The comparative analysis of heterogeneity composition and properties of extra-viscous oil of Ashalchinsk field based on experimental researches]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2019, no. 10, pp. 48-52. (In Russ.). DOI: [10.24887/0028-2448-2019-10-48-52](https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-10-48-52)

Klavers K., Atkins L. Global heavy crude oil outlook to 2030. *Proceedings of 20th World Petroleum Congress* (Doha, Qatar, 4-8 Dec, 2011). 2011, pp. WPC-20-0666.

Kopper R., Kupez J., Curtis C., Cole T., Dorn-Lopez D., Copley J., Munoz A., Calcedo V. Reservoir characterization of the Orinoco heavy oil Belt: Miocene Oficina Formation, Zuata field, Eastern Venezuela basin. *International thermal operations and heavy oil symposium* (Porlamar, Margarita Island, Venezuela, 12-14 Mar, 2001). DOI: [10.2118/69697-MS](https://doi.org/10.2118/69697-MS)

Landaeta G.S., Valencia L.E. Extra-heavy oil viscosity estimation using PVT and geochemical analyses: applications at Huyapari field, Orinoco heavy oil belt, Venezuela. *Latin America and Caribbean petroleum engineering conference* (Buenos Aires, Argentina, 2017). DOI: [10.2118/185495-MS](https://doi.org/10.2118/185495-MS)

Larter S., Adams J., Gates I.D., Bennett B., Huang H. The origin, prediction and impact of oil viscosity heterogeneity on the production characteristics of tar sand and heavy oil reservoirs. 7th Canadian international petroleum conference. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2006,

vol. 47, issue 01. DOI: [10.2118/08-01-52](https://doi.org/10.2118/08-01-52)

Layrisse I. Heavy oil production in Venezuela: Historical recap and scenarios for next century. *SPE International symposium* (Houston, Texas, 16-19 Feb, 1999). DOI: [10.2118/53464-MS](https://doi.org/10.2118/53464-MS)

Liu Y., Xie Y., Ma Z., Zhou Y., Wang D. Heavy oil accumulation characteristics of the Orinoco heavy oil belt. *Oil and Gas Geology*, 2013, 34(3), pp. 315-322. DOI: [10.11743/ogg20130306](https://doi.org/10.11743/ogg20130306)

López L. Study of the biodegradation levels of oils from the Orinoco oil Belt (Junin area) using different biodegradation scales. *Organic Geochemistry*, 2014, vol. 66, pp. 60-69. DOI: [10.1016/j.orggeochem.2013.10.014](https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2013.10.014)

Marcos J., Pardo E., Casas J., Delgado D., Rondon M., Exposito M., Zerpa L., Ichbia J., Bellorini J. Static and dynamic models of formation water in Sincor area, Orinoco belt, Venezuela. *Latin American and Caribbean petroleum engineering conference* (Buenos Aires, Argentina, 15-18 Apr, 2007). DOI: [10.2118/107378-MS](https://doi.org/10.2118/107378-MS)

Masterson W.D., Dzou L.I., Holba A.G., Fincannon A.L., Ellis L. Evidence for biodegradation and evaporative fractionation in West Sak, Kuparuk and Prudhoe Bay field areas, North Slope, Alaska. *Organic Geochemistry*, 2001, vol. 32, pp. 411-441. DOI: [10.1016/S0146-6380\(00\)00187-X](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(00)00187-X)

Meyer R.F., Attanacsi E.D. Heavy oil and natural bitumen - strategic petroleum resources. *USGS Fact Sheet FS-070-03*, 2003. DOI: [10.3133/fs07003](https://doi.org/10.3133/fs07003)

Mirabal M., Gordillo R., Fuenmayor M., Rojas G., Rodriguez H., Sanchez R. Integrated study for the characterization and development of the MFB-53 reservoir, North Hamaca - Orinoco belt, Venezuela. *SPE Latin America - Caribbean petroleum engineering conference* (Port-of-Spain, Trinidad, Apr, 1996). DOI: [10.2118/36095-MS](https://doi.org/10.2118/36095-MS)

Mullins O.C., Johansen Y.B., Rinna J., Meyer J., Kenyon-Roberts S., Chen L., Forsythe J.C., Achourov V., Jackson R., Betancourt S.S., Zuo J.Y., Canas J.A. Diverse fluid gradients associated with biodegradation of crude oil. *SPWLA 60th Annual Logging Symposium* (June 15-19, 2019). 2019. DOI: [10.30632/T60ALS-2019_XX](https://doi.org/10.30632/T60ALS-2019_XX)

Peters K.E., Moldowan J.M., Walters C.C. *The Biomarker Guide. 2nd edition*. Cambridge university press, 2005, vol. 2, 1155 p. DOI: [10.1017/CBO9780511524868](https://doi.org/10.1017/CBO9780511524868)

Randy A. Downhole electrical heating techniques in the Orinoco oil belt, are they always reliable? Appraisal analysis to Petrocedeño's pilot project. *Nigeria annual international conference and exhibition* (Lagos, Nigeria, 4-6 Aug, 2015). DOI: [10.2118/178320-MS](https://doi.org/10.2118/178320-MS)

Rodriguez F., Delamaide E., Rousseau D., Bekri S. Which is the most attractive IOR method to produce the Venezuelan highly viscous oil resources in the energy transition era? A comprehensive review of research and field applications. *ADIPEC* (Abu Dhabi, UAE, 31 Oct - 3 Nov, 2022). DOI: [10.2118/211344-MS](https://doi.org/10.2118/211344-MS)

Rodriguez I., Hernandez E., Velasquez R., Fernandez J., Yegres F., Martínez R., Contreras R., Korabelnikov A. Characterization of the stratigraphic Column in an extra heavy oil field to optimize production costs, from the disposal of wastewater effluents to the evaluation of shallow aquifers for water production. Cerro Negro area, Venezuela. *International heavy oil conference and exhibition* (Kuwait City, Kuwait, 10-12 Dec, 2018). DOI: [10.2118/193732-MS](https://doi.org/10.2118/193732-MS)

Sandrea R., Essinfeld M. The future of Venezuela's oil industry. *EPRINC*, 2021, available at: <https://eprinc.org>

Santos R.G., Loh W., Bannwart A.C., Trevisa O.V. An overview of heavy oil properties and its recovery and transportation methods. *Brazilian Journal of Chemical Engineering*, 2013, vol. 31, no. 03, pp. 571-590. DOI: [10.1590/0104-6632.20140313s00001853](https://doi.org/10.1590/0104-6632.20140313s00001853)

Schenk C.J., Cook T.A., Charpentier R.R., Pollastro R.M., Klett T.R., Tennyson M.E., Kirschbaum M.A., Brownfield M.E., Pitman J.K. An estimate of recoverable heavy oil resources of the Orinoco oil belt, Venezuela. *USGS Fact Sheet FS-2009-30-28*, 2009. DOI: [10.3133/fs20093028](https://doi.org/10.3133/fs20093028)

Timonina N.N., P'yankov V.V. Yaregskoe mestorozhdenie tyazheloy nefiti: istoriya razrabotki i

perspektivy razvitiya [Yarega heavy oil field: the history of development and prospects]. *Vestnik instituta geologii Komi nauchnogo tsentra Ural'skogo otdeleniya RAN*, 2018, no. 7 (283), pp. 41-48. (In Russ.). DOI: [10.19110/2221-1381-2018-7-41-48](https://doi.org/10.19110/2221-1381-2018-7-41-48)

Trebolle R.L., Chalot J.P., Colmenares R. The Orinoco heavy-oil belt pilot projects and development strategy. *International thermal operations symposium* (Bakersfield, CA, USA, 8-10 Feb, 1993). DOI: [10.2118/25798-MS](https://doi.org/10.2118/25798-MS)

Vasquez M. Cerro Negro Development: A Success Story...From Inception To Execution. *SPE international thermal operations and heavy oil symposium and international horizontal well technology conference* (Calgary, Alberta, Canada, 4-7 Nov, 2002). DOI: [10.2118/79006-MS](https://doi.org/10.2118/79006-MS)

Villarroel T., Hernández R. Technological developments for enhancing extra heavy oil productivity in fields of the Faja Petrolifera del Orinoco (FPO), Venezuela. *AAPG Annual Convention and Exhibition* (Pittsburgh, Pennsylvania, May 19-22, 2013). 2023, 41 p.

Wenger L.M., Davis C.L., Isaksen G.H. Multiple controls on petroleum biodegradation and impact on oil quality. *SPE Res Eval & Eng.*, 2002, vol. 5, issue 05, pp. 375-383. DOI: [10.2118/80168-PA](https://doi.org/10.2118/80168-PA)

Zhou S., Huang H., Liu Yu. Biodegradation and origin of oil sands in the Western Canada sedimentary basin. *Petroleum Science*, 2008, vol. 5, pp. 87-94. DOI: [10.1007/s12182-008-0015-3](https://doi.org/10.1007/s12182-008-0015-3)