

Количественная оценка извлекаемых запасов нефти в песках S6, S7 и S8 в зоне Сигмоилина на месторождении Хусепин в нефтегазоносном бассейне Ориноко, Венесуэла

Адриан Хосе РОДРИГЕС ЛИНАРЕС*,
Елена Викторовна КАРЕЛИНА**

Инженерная академия Российского университета дружбы народов, Москва, Россия

Аннотация

Актуальность работы. Количественная оценка запасов нефти в бассейне Ориноко позволяет Венесуэле возглавить рейтинг стран с самыми большими запасами нефти в мире.

Цель работы – количественная оценка для нефтяной промышленности извлекаемых запасов нефти на месторождении Хусепин (штат Монагас, Венесуэла).

Методология проведенной работы. Месторождение La Pica 01 состоит из 509 скважин, из которых 49 были использованы для разработки корреляций, поскольку они имеют спонтанные потенциальные кривые и удельное сопротивление. Для каждой скважины вершины и основания единиц определялись путем анализа поведения электрических регистров каждого из песков с применением основных понятий стратиграфии, а также детального сбора всей информации, соответствующей скважинам, которые формируют часть исследования для получения каротажа, который содержит все благоприятные данные и сможет выполнять корреляции.

Результаты. В песках S6 было обнаружено 4 месторождения нефти с оригинальной нефтью на месте в 15 875,32 тысячи нормальных баррелей и восстановительными резервами в размере 2857,5576 тысячи нормальных баррелей. В песках S8 было определено 5 месторождений нефти с оригинальной нефтью на месте в 25 940,86 Тысячи нормальных баррелей и восстановительными резервами в размере 4 669,3548 тысячи нормальных баррелей. В песках S7 оригинальная нефть на месте не была рассчитана (отсутствует месторождение).

Рекомендации: пересмотреть историю производства, проверить, какие скважины могут быть включены в план эксплуатации еще раз, и представить исследования запасов месторождений в Министерство народной власти по энергетике и нефти (MENPET, Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo) с учетом полученных результатов.

Выводы. В песках S6 обнаружено 4 месторождения, а в песках S8 – 5 нефтяных месторождений со стратиграфическими пределами, структурными пределами и контактом жидкости. В песках S7 не было установлено нефтяных месторождений, хотя в отчетах, сделанных на северо-западе области, показаны толщины ANP на этом стратиграфическом уровне.

Ключевые слова: запасы нефти, бассейн Ориноко, зона Сигмоилина, скважина, месторождение.

Введение

Цель работы – необходимость количественной оценки для нефтяной промышленности извлекаемых запасов нефти на месторождении Хусепин (штат Монагас, Венесуэла). Для этой цели корпоративное управление разведкой и добычей запасов государственной нефтегазовой компании Венесуэлы (PDVSA Oriente, Petróleos de Venezuela, Sociedad Anonima) руководит исследованиями месторождений, целью которых является гарантировать увеличение извлекаемых остаточных объемов, чтобы оправдывать и (или) максимизировать объемы нефти, которые могут быть использованы экономически с применением имеющихся технологий.

Нефтяное месторождение Хусепин расположено на северо-западе штата Монагас, в 30 км к западу от Матурина,

что граничит на севере с Серранией де Туримикир, на востоке – с городами Орокуал, Кирикир и Матурин, на западе – с поселком Вьенто Фреско, на юге – с рекой Амана. Приблизительная площадь – 4500 км², на северной окраине суббассейна Матурин, бассейн Ориноко [1].

Геологическая характеристика песков S6, S7 и S8 (зона Сигмоилина формации La Pica в недрах месторождения Хусепин) – это проект по обновлению извлекаемых остаточных запасов, где ожидается восстановление запасов нефти в основном из заброшенных скважин в этом районе с использованием доступного оборудования и методов работы.

Эти резервы пересматриваются, чтобы установить уровни производства, сделать обзоры на местах,

*adrianjrodriguez@gmail.com

**<https://orcid.org/0000-0001-6379-3317>

**karelina_ev@rudn.university



Рисунок 1. Географическое положение месторождения Хусепин (PDVSA, 2007 г.) [2].
 Figure 1. Geographical location of the Khusepin field (PDVSA, 2007) [2].

произвести оценку новых запасов и технико-экономическую обоснованность.

Цель работы – обзор геологической информации месторождения: глубины интересующих песков, их толщина, а также подтверждение пределов месторождений и их петрофизических свойств. Геологическая модель, которая должна быть создана, будет способствовать поиску новых оптимальных районов для будущих месторождений и позволит строить планы эксплуатации на основе петрофизической информации, представленной в этом исследовании.

С точки зрения геологии, месторождение обрамлено структурно-сложной областью в результате столкновения Карибской и Южноамериканской плит; в недрах были обнаружены пост-плиоценовые структуры, связанные с расположением пиритального сдвига

Производственная зона может быть описана как единое целое, известное как район Санта-Барбара-Хусепин, хотя концессионные компании дали другие названия своим нефтяным месторождениям. Это обширная полоса направления N 60° E с длиной более 45 км и шириной 7 км [3].

Бассейн Ориноко расположен между северо-центральной и северо-восточными регионами Венесуэлы, к югу от Кордильера-де-ла-Коста и Серрания дель-Интеритор, до Эскудо-де-Гаяна; на востоке он простирается до Атлантической континентальной платформы, а на западе – до Арко-дель-Баул; он включает суббассейн Матурин на востоке и суббассейн Гуарико на западе как структурную и осадочную впадину, ограничен на севере Кордильера-де-ла-Коста и Серрания-дель-Интеритор, на юге – рекой Ориноко по пути реки Араука. К востоку до Бока-Гранде с границей кратона Гаяна, на востоке бассейн

продолжается ниже залива Пария, включая южную часть северного хребта острова Тринидад, и опускается в Атлантику за пределы побережья Дельта-дель-Ориноко и на западе – по направлению к Эль-Баул [4].

Ориноковский нефтегазоносный бассейн распространяется по штатам Гариико, Ансоатеги, Монагас и Дельта Амакуро, простирается до платформы Дельтана к югу от Тринидада площадью около 165 000 км², что делает его крупнейшим в стране бассейном. Это бассейн типа форлянда или кратонической насыпи, его первый этап формирования характеризовался экстенсивной формацией, а второй этап – преобладанием движений сжатия, связанных с орогенезом и подъемами. Его размеры – около 800 км в длину в направлении запад-восток, средняя ширина 200 км в направлении север-юг [4].

Бассейн Ориноко содержит более 6000 м осадков (возраст которых варьируется от палеозойских, мезозойских и кайнозойских) между горными хребтами, расположенными на севере, и Эль-Эскудо-де-Гаяна, расположенным на юге [5].

Весь бассейн наклонен на восток, так что его самая глубокая часть находится на северо-востоке, ближе к Тринидаду, где, по оценкам, может накапливаться около 12 000 м осадков [6].

Он представляет собой второй по важности бассейн в Венесуэле по запасам нефти, которому предшествует только бассейн Маракайбо. Если включить запасы нефти в Ориноко и предполагаемые районы на севере Ансоатеги и Монагас, это будут месторождения с крупнейшими нефтяными запасами в мире [7]. Можно выделить восемь основных нефтедобывающих районов: область Гуарико, большая область Анако, большая область Офисина, большая

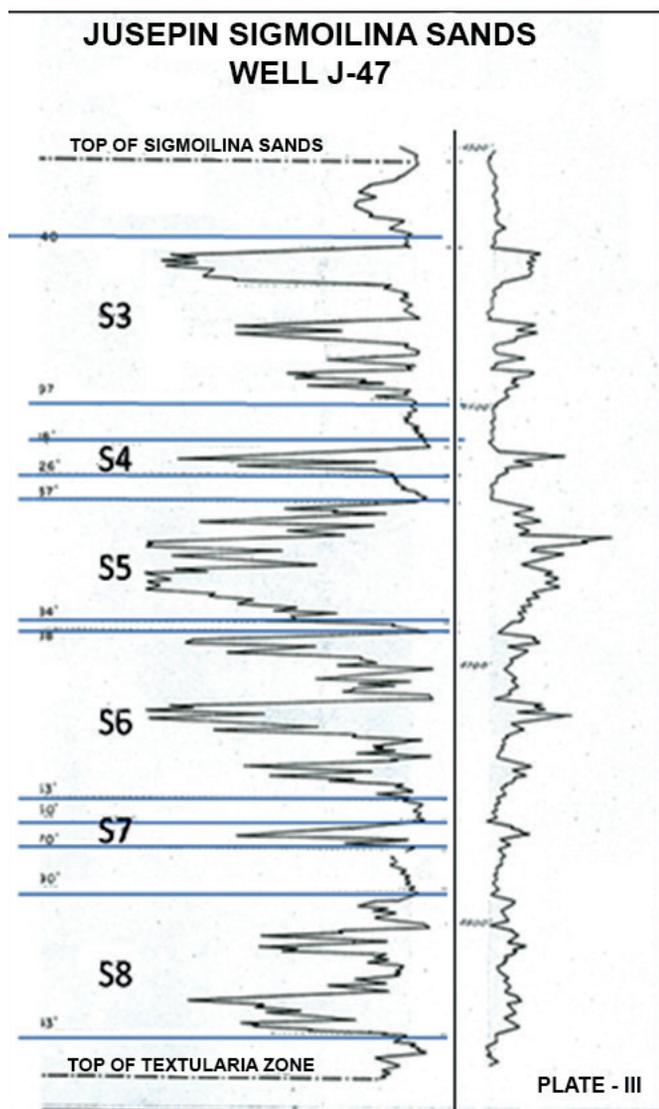


Рисунок 2. Каротаж скважины J-47. Источник: разведочная и производственная резервная система PDVSA Oriente [13].
Figure 2. Logging of the J-47 well. Source: PDVSA Oriente exploration and production reserve system [13].

область Тембладор, нефтяной пояс Ориноко, большая область Хусепин, область Кирикире и область Педерналес.

Предполагаемые районы на севере Ансоатеги и Монагас – фактически второй по величине в Южной Америке запас углеводородов [8] и, вероятно, самая важная нефтяная зона в стране по значимости результатов, полученных в разработке месторождений Эль-Фурриал, Карито, Мулата и Санта-Барбара на севере Монагас, в настоящее время составляющих одно из четырех гигантских месторождений, обнаруженных с 1980 г. на севере Южной Америки.

Блок-схема методологии и описание блок-схемы

С целью выявления различных этапов, касающихся постепенного развития исследований, было решено разработать блок-схему действий, способных логичным и непрерывным образом представить основные шаги, которые позволят реализовать характеристики месторождения Хусепин, достигнув синергии обоснованности среди различных дисциплин геологии.

Для обзора официальных данных изученных месторождений использовалась Резервная система (SIRE SL), которая представляет собой руководство, в котором суммируются важнейшие данные добычи месторождения, такие как его текущий статус, производство нефти, вода и (или) газ, % А и S (процент воды и осадков), коэффициент тяжести API, отношение нефтяных газов (RGP) среди других видов продукции. Полученная информация, отражающая наиболее важные данные для проверки текущего состояния заполненных скважин, представлена ниже [9,10].

Информация, собранная в Системе резервирования, SL 2007. Information Collected in the Reservation System, SL 2007.

Город Хусепин, месторождение La Pica 01

Проверенные резервы

Основные данные

Легкая–средняя нефть

Пористость, %	26,80
Удельный вес, °API	31,5
Начальное насыщение нефти, %	54,50
Абсолютная проницаемость, мД	27
Оригинальная нефть на месте, (тысячи нормальных баррелей).....	952,335

Источник: разведочная и производственная резервная система PDVSA Oriente.

Эта информация, полученная в Системе резервирования SL 2007, также подтверждается через веб-каналы интегрированной среды и Simde, которые являются автоматизированными инструментами, служащими для предоставления оперативной информации в онлайн-режиме, гарантируя быстрое реагирование на цели производства; контроль, мониторинг и анализ текущих и будущих производственных операций; использование передовых технологий в компьютерной области [11,12].

После того, как информация, соответствующая воспроизведению регистров SP, удельное сопротивление, была собрана и проверена; она была организована в базе данных, подготовленной в Microsoft Excel, чтобы облегчить обработку данных, в том числе общую информацию о скважинах: название, глубина и основа описываемых песков, общая глубина и высота поворотного стола (EMR). На этом этапе также выполняется проверка текущего состояния каждой из скважин, будь то завершенная или интерпретированная. Для законченных скважин мы продолжаем использовать программу Sentinel и сводные данные по скважинам.

Литостратиграфическая корреляция

Для корреляции сначала была сделана инвентаризация типов каротажей, которые имели скважины, в результате чего выяснилось, что у всех были кривые SP и удельное сопротивление. Эти каротажи затем использовались для корреляции скважин при их масштабе 1 : 500. Они были

отфотокопированы для установления на них пределов изученного песка. Скважины, расположенные в северо-западной части города, были выбраны для запуска модели, поскольку пески в этих скважинах выглядят достаточно дифференцированными в соответствии с ответом спонтанного потенциального каротажа.

Как только эти записи были получены, была сделана детальная корреляция предполагаемого стратиграфического горизонта на основе надежных литологических показателей в области, которые демонстрируют хорошую непрерывность в осадочной последовательности и легко оцениваются в каротажах.

Месторождение La Pica 01 состоит из 509 скважин, из которых 49 скважин были использованы для разработки корреляций, поскольку они имеют спонтанные потенциальные кривые и удельное сопротивление. Для каждой скважины вершины и основания единиц определялись путем анализа поведения электрических регистров каждого из песков с применением основных понятий стратиграфии, а также детального сбора всей информации, соответствующей скважинам, которые формируют часть исследования для получения каротажа, который содержит все благоприятные данные и сможет выполнять корреляции [13–17].

Выводы

1. Результаты стратиграфических интервалов исследуемых песков S6, S7 и S8 показывают, что они имеют боковую непрерывность и однородность во всей области, за исключением севера и юга, где они тонкие и вклиниваются против несогласного напластования перед La Pica и на юго-востоке исчезают из-за фаций, углубляя бассейн.

2. Разломы, присутствующие в области, имеют нормальный тип с приблизительной засечкой N 82° E и падениями, которые колеблются от 25° до 30° SE; скачки варьируются от 20 до 35 футов для негерметичных неисправностей и от 35 до 55 футов для герметичных неисправностей.

3. Геологическими структурами, присутствующими в области, являются две антиклинали и две синклинали в направлении восток–запад и N 45° E соответственно. Также имеется несогласное напластование на севере и тринадцать погрешностей нормального типа.

4. В песках S6 обнаружено 4 месторождения, а в песках S8 – 5 нефтяных месторождений со стратиграфическими пределами, структурными пределами и контактом жидкости. В песках S7 не было установлено нефтяных месторождений, хотя в отчетах, сделанных на северо-западе

области, показаны толщины ANP на этом стратиграфическом уровне.

5. После анализа палеоэкологических карт было определено, что песок S6 образован литоральными барами, разрезанными или пересеченными приливно-отливными каналами. Песок S7 интерпретировался как литоральный стержень по всей длине области. Песок S8 показывает литоральные стержни, разрезанные приливно-отливными каналами, таким образом, определяя переходную среду к мелководью с направлением осадконакопления на юго-восток–северо-запад.

6. Из сбора петрофизических параметров, взятых для оценки запасов углеводородов, извлеченных из базы данных Резервной системы (SIRE SL), было получено значение пористости 26,80 %, значение объемного фактора нефти 1,37 BY/BN, коэффициент извлечения 18 % и проницаемость 27 мД.

7. В песках S6 было обнаружено 4 месторождения нефти с оригинальной нефтью на месте в 15 875,32 тысячи нормальных баррелей и восстановительными резервами в размере 2857,5576 тысячи нормальных баррелей. В песках S8 было определено 5 месторождений нефти с оригинальной нефтью на месте в 25 940,86 тысячи нормальных баррелей и восстановительными резервами в размере 4 669,3548 тысячи нормальных баррелей. В песках S7 оригинальная нефть на месте не была рассчитана (отсутствует месторождение).

Рекомендации

1. Представить исследования запасов месторождений в Министерство народной власти по энергетике и нефти (MENPET, Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo) с учетом полученных результатов.

2. Пересмотреть значения глубины или EMR каротажной, чьи показания не совпадают во время отображения.

4. Создать динамическую модель для оценки движения жидкостей в месторождениях для дополнения и проверки статической модели.

5. Пересмотреть производственные данные песков, чтобы количественно определить оставшиеся запасы.

6. Пересмотреть историю производства и проверить, какие скважины могут быть включены в план эксплуатации еще раз.

7. Для получения значений объема и пористости глины в соответствии с петрофизической моделью рекомендуется забирать ядра в песчаных интервалах зоны Сигмоилина.

8. Проверить наличие газа в скважинах J-57 и Mur-27 на уровне S8, так как на это указывают данные каротажа.

ЛИТЕРАТУРА

1. Instituto geográfico de Venezuela Simón Bolívar (IGVSB). Mapas de vías de acceso y pueblos de Jusepín – Estado Monagas. 2003. <http://www.geoinstitutos.com/venezuela/productos.asp>.
2. Ministerio de Energía y Petróleo. Mapa del estado Monagas. 27 de julio de 2008. <http://www.gobiernoonlinea.com.ve>
3. Spalletti L. Clasificación de cuencas sedimentarias. 2006. Maraven S. A. 55 p.
4. Díaz A, Reinterpretación geológica de las arenas M4L yacimiento IM4 y P2 yacimiento IM 515, campo caracoles, área de convenio caracoles, Estado Anzoátegui, 2006. 362 p.
5. Mendoza V. Geología de Venezuela y sus cuencas petrolíferas. 2005. 418 p.
6. VI Congreso Geológico Venezolano, 1985. 34 p.
7. LAGOVEN. Recursos y territorios en la Venezuela posible. 1985. 112 p.
8. González de Juana C., Iturralde de Arozena J. M., Picard C. X. Geología de Venezuela y de sus cuencas petrolíferas. Caracas: Ediciones Foninves, 1980. 1031 p.

9. Hunt E. Interpretación de perfiles de pozos (avanzado). Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED), Filial de Petróleos de Venezuela, S. A., Capítulos I, II y III. 1998. 266 p.
10. PDVSA-CIED. Caracterización geológica de yacimientos. Segunda edición. 1997. 126 p.
11. Informe interno de PDVSA. Estudios integrados. Maturín – estado Monagas. 2003. 182 p.
12. PDVSA-Intevep. Código estratigráfico de Venezuela (cev). 1997. 43 p. <http://www.pdv.com/lexico>
13. SIGEMAP (Windows, versión 8). Sistema de generacion de mapas. Programa PDVSA. Caracas, Venezuela.
14. Schlumberger (oilfield services company), Ambiente integrado Web channels. 2008. 358 p. http://pdm_geoquest.pdvs.com.
15. CVP. Estudio tecnico-operacional de los campos Jusepin, Mulata, Orocuai y Manresa. 1974. 671 p.
16. Total oil and gas Venezuela. Caracterizacion estructural del campo Jusepin. Caracas, Venezuela, Marzo 2005. 231 p.
17. Rojas R. Determinacion del area y volumen de la formacion La Pica en toda La Cuenca Oriental de Venezuela. Ciudad Bolívar: Universidad de Oriente, Núcleo Bolívar. 2008. 180 p.

Статья поступила в редакцию 21 февраля 2021 года

Quantification of recoverable oil reserves in the S6, S7 and S8 sands, in the Sigmoidal zone, at the Jusepin field in the Orinoco oil and gas basin, Venezuela

Adrián José RODRIGUEZ LINARES*,
Elena Viktorovna KARELINA**

Academy of Engineering. Peoples' Friendship University of Russia, Moscow, Russia

Abstract

Relevance of the work. Quantifying these oil reserves allows Venezuela to lead the ranking as the country with the largest oil reserves worldwide

Purpose of the work. Is related to the need of quantification in the recoverable oil reserves in the field of Husepin (Monagas state, Venezuela) for the oil industry.

The methodology of the research. The La Pica 01 Field is made up of 509 wells, of which 49 wells were used to elaborate the correlations, since they have spontaneous potential and resistivity curves. For each well, the tops and bases of the units were determined by analyzing the behavior of the electrical responses of each of the sands, applying the basic concepts of stratigraphy, as well as a detailed compilation of all the information that corresponds to the wells that form part of the study to obtain a standard record that contains all the favorable data and be able to carry out the correlations.

Research results. In the S6 sand, 4 oil deposits were found and an Original Oil In Place of 15,875.32 thousands of normal barrels and recoverable reserves of 2,857. 5576 thousands of normal barrels were estimated. For S8 sand, 5 oil fields were defined and an Original Oil In Place of 25,940.86 thousands of normal barrels and recoverable reserves of 4,669. 3548 thousands of normal barrels were estimated. Original Oil In Place was not calculated in the S7 sand because it has no deposits.

Recommendations. Review the production history and verify which wells can be re-incorporated into an oil extraction plan and Submit the reserves of the study fields to the Ministry of Popular Power for Energy and Petroleum (MENPET) taking into account the results obtained in this investigation.

Conclusions. 4 oil deposits were found in the S6 sand and 5 oil deposits were found in the S8 sand and each of them were with stratigraphic limits, structural limits and fluid contact. No oil deposits were found in the S7 sand, although records have been taken in the northwest of the field show thicknesses of ANP at this stratigraphic level.

Keywords: oil reserves, Orinoco basin, Sigmoidal zone, well, deposit.

REFERENCES

1. Instituto geográfico de Venezuela Simón Bolívar (IGVSB). Mapas de vías de acceso y pueblos de Jusepin – Estado Monagas. 2003. <http://www.geoinstitutos.com/venezuela/productos.asp>.
2. Ministerio de Energía y Petróleo. Mapa del estado Monagas. 27 de julio de 2008. <http://www.gobiernoenlinea.com.ve>
3. Spalletti L. Clasificación de cuencas sedimentarias. 2006. Maraven S. A. 55 p.
4. Díaz A, Reinterpretación geológica de las arenas M4L yacimiento IM4 y P2 yacimiento IM 515, campo caracoles, área de convenio caracoles, Estado Anzoátegui, 2006. 362 p.
5. Mendoza V. Geología de Venezuela y sus cuencas petrolíferas. 2005. 418 p.
6. VI Congreso Geológico Venezolano, 1985. 34 p.
7. LAGOVEN. Recursos y territorios en la Venezuela posible. 1985. 112 p.
8. González de Juana C., Iturralde de Arozena J. M., Picard C. X. Geología de Venezuela y de sus cuencas petrolíferas. Caracas: Ediciones Foninves, 1980. 1031 p.
9. Hunt E. Interpretación de perfiles de pozos (avanzado). Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED), Filial de Petróleos de Venezuela, S. A., Capítulos I, II y III. 1998. 266 p.
10. PDVSA-CIED. Caracterización geológica de yacimientos. Segunda edición. 1997. 126 p.
11. Informe interno de PDVSA. Estudios integrados. Maturín – estado Monagas. 2003. 182 p.
12. PDVSA-Intevep. Código estratigráfico de Venezuela (cev). 1997. 43 p. <http://www.pdv.com/lexico>
13. SIGEMAP (Windows, versión 8). Sistema de generación de mapas. Programa PDVSA. Caracas, Venezuela.
14. Schlumberger (oilfield services company), Ambiente integrado Web channels. 2008. 358 p. http://pdm_geoquest.pdvs.com.
15. CVP. Estudio técnico-operacional de los campos Jusepin, Mulata, Orocuá y Manresa. 1974. 671 p.
16. Total oil and gas Venezuela. Caracterización estructural del campo Jusepin. Caracas, Venezuela, Marzo 2005. 231 p.
17. Rojas R. Determinación del área y volumen de la formación La Pica en toda la Cuenca Oriental de Venezuela. Ciudad Bolívar: Universidad de Oriente, Núcleo Bolívar. 2008. 180 p.

The article was received on February 21, 2021

✉ adrianjrodriguez@gmail.com

 <https://orcid.org/0000-0001-6379-3317>

**karelina_ev@rudn.university