

Министерство образования и науки Российской Федерации
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.Г.ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геофизики

**Литолого-петрофизическая характеристика продуктивных эоценовых
отложений пласта в Тия Хуаной месторождении, Венесуэла**

АВТОРЕФЕРАТ МАГИСТЕРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 2 курса 261 группы
Направление 05.04.01 Геология
геологического ф-та
Тойо Авила, Б. К.

Научный руководитель

к. г.-м. н., доцент

подпись, дата

Б.А. Головин

Зав. кафедрой

к. г.-м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2017 г.

Введение. Венесуэла по запасам углеводородного сырья занимает 1 место в Южной Америке. В настоящее время выявлено более 250 месторождений нефти и 10 месторождений газа. В пределах одного лишь Маракайбского нефтегазоносного бассейна открыто 64 месторождения нефти, в том числе уникальная прибрежно-морская зона нефтегазонакопления Боливар. В этой зоне расположено месторождение Тиа-Хуана.

В связи с изложенным выше отечественные и зарубежные нефтяные компании проявляют существенный интерес к разработке месторождений углеводородов на территории данного государства. Среди отечественных компаний наибольшей долей в разработке месторождений нефти и газа обладают Лукойл и Газпром. Поэтому задача оценки качества месторождений и их запасов представляют для России особый интерес.

Целью магистерской работы является определение петрофизические характеристики коллектора при интерпретации данных ГИС на продуктивного пласт В-6Х Эоценого Тиа Хуаного месторождения по скважине № L-1331 при использовании российских методик.

Основные задачи работы:

- выявление пласта коллектора по методами самопроизвольной поляризации (ПС) и кавернометрии (КВ);
- расчленение литологии пласт коллектора по методами самопроизвольной поляризации, гамма каротажа и кавернометрии;
- определение пористости пласта по данным плотностного гамма-гамма каротажа (ГГК – П);
- определение глинистости коллектора по методу естественной радиоактивности;
- установление коэффициента нефтегазонасыщенности коллекторов.

Основное содержание. Раздел 1. Маракайбский нефтегазоносный бассейн находится почти целиком в пределах Венесуэлы. Небольшая юго-западная окраинная часть его заходит на территорию Колумбии. Значительная часть площади бассейна занята озером (лагуна) Маракайбо. Бассейн расположен в пределах штатов Сулия и Фалькон.

В лагуне Маракайбо открыто более 20 месторождений с начальными извлекаемыми запасами около 4,5 млрд. т нефти и 1,2 трлн. м³ газа. Среди них особое место принадлежит зоне Боливар-Коастал, охватывающей северо-восточную часть лагуны Маракайбо и прилегающее побережье. Эта уникальная зона приурочена к крутому северо-восточному борту впадины, где толщина осадочных пород сокращается по восстанию от 8-7 до 5-4 км.

Зона Боливар-Коастал обычно подразделяется на ряд отдельных элементов, именуемых то месторождениями, то площадями, то блоками. Главнейшими из них являются Лагунильяс (начальные извлекаемые запасы – 1 560 млн.т), Бочакеро (950 млн. т), Тиа-Хуана (630 млн. т), Кабимас (230 млн. т), Ла-Роса.

Скважина LL-1331 расположена в штате Сулия, Венесуэла, в поле А-226 Тиа-Хуана. Расположение скважины LL-1331 в резервуаре В6 LL 370 замечается на рисунке 1.

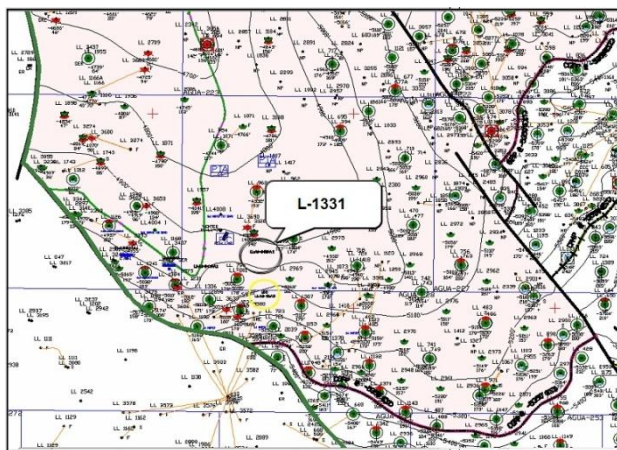


Рисунок 1 – Расположение скважины LL-1331 на структурной карте резервуара В6 LL 370

Этот элемент содержит приблизительно 85% до 95% песчаника с тонкими прослоями сланцев. Формировался массивной последовательностью

песчаника приблизительно с 100 до 200 метров толщиной, где переслаивания сланцев имеют толщину от 3 до 15 метров.

Эти последовательности песчаников богаты кварцами с незначительными количествами полевого шпата, размер зерен в этом элементе может варьироваться от мелких до крупных зерен, но могут быть фрагменты кластеров.

Общие петрофизические свойства пласта, согласно результатам последнего подсчету запасов являются, пористости 17,8%, толщина пласта 164 футов и абсолютной проницаемости 407 мДа. Добыча в резервуаре характеризуется содержанием воды менее 47% в южном и юго-востоке области резервуара, в этой области находится наибольшее количество добывающих газовых скважин.

Раздел 2 . В данной работе проанализированы материалы ГИС по скважину LL-1331, пробуренным после августа 2015 года.

Технические условия вскрытия продуктивных пластов при проведении каротажа анализируемых скважин представлены в таблице 1

Таблица 1 – Технические условия при проведении каротажа

Интервал (м)	Параметры промывочной жидкости				
	ρс , Омм	удельный вес, г / см ³	Водо- отдача, см ³ /30 мин	пластичес- кая вязкость (ср)	вязкость , сек
0- 457	0.5	1.05-1.07	-	8 - 11	40 - 46
457- 1729,13	0.8	1.05	8-10	10 - 16	40 - 50

Минерализация пластовой воды относятся 6000 млн⁻¹

Средняя температура в интервале залегания пласта– 24°С.

В таблице 5 представлен комплекс ГИС по скважине LL-1331.

Боковой каротаж (БК) и боковой микрокаротаж (БМК) проводились в скважине в масштабе глубин 1/200 и 1/500. Качество материалов хорошее.

Радиоактивный каротаж включал метод естественной радиоактивности (ГК), проводился в масштабе 1/200 и в масштабе 1/500 по всему стволу скважины.

Самопроизвольная поляризация (ПС) проводился в масштабе 1/200 и в масштабе 1/500 по всему стволу скважины.

Кавернометрия (Дс) выполнена во всех скважинах.

Плотностной гамма-гамма каротаж (ГГКп) выполнен по всей длине скважины.

Для выделения коллекторов были использованы методы кавернометрии, самопроизвольной поляризации и по диаграмме боковой каротажу (БК). Выделенный пласт-коллектор характеризуется минимальными отклонениями кривой ПС от нулевой линии, уменьшением диаметра скважины, по сравнению с номинальным диаметром (кавернометрию) и радиальным градиентом сопротивления по БК. В интервале 1524-1580 м. выделен пласт-коллектор, характеризующийся сужением диаметра ствола скважины и низкими значениями разности потенциалов. Значения разности потенциалов в представленном интервале составляют -50 мВ.

Для определения литологии пласта были использованы методы кавернометрии, самопроизвольной поляризации и естественной радиоактивности.

Литология исследуемого пласта при интерпретации этих методов составляет следующий результат: с 1524 до 1528 метров наблюдается повышенная естественная радиоактивность, среднее значение по самопроизвольной поляризации и диаметр скважины очень близок к номинальному диаметру, эти характеристики также наблюдаются в интервалах 1547- 1555 метров и 1575- 1579 метров, так как, эти интервалы являются аргиллитами.

С 1528 до 1540 метров представлен сниженной естественной радиоактивностью, минимальное значение по ПС и диаметр скважины

меньше номинального диаметра. Эти характеристики также наблюдаются в интервалах 1542 - 1547 метров, 1555- 1564 метров, 1566- 1575 метров и 1579-1580 метров, так как, эти интервалы являются песчаниками.

По данным ГК в породах, как с рассеянной, так и со слоистой глинистостью, определяют объемную глинистость $k_{г.л}$ на основе корреляционной связи между показаниями ΔJ_{γ} и величиной $k_{г.л}$.

Основой оценки коэффициента глинистости $k_{г.л}$ по естественному гамма-излучению является эмпирическая связь между $k_{г.л}$ и двойным разностным параметром (формуле 1).

$$\Delta J_{\gamma} = \frac{(J_{\gamma} - J_{\gamma}^{мин})}{(J_{\gamma}^{макс} - J_{\gamma}^{мин})} \quad (1)$$

Зависимость относительной интенсивности естественного гамма-излучения Δi_{γ} от глинистости горных пород $C_{г.л}$ для ближнего Правобережья в первом приближении принята (формуле 2):

$$C_{г.л} = 0.52 * \Delta J_{\gamma} \quad (2)$$

На Тия хуана месторождении плотностной гамма-гамма каротаж выполнен в скважине L-1331 в интервале продуктивных пластов.

Расчёт объемной пористости проводился по формуле 3:

$$K_{п} = \frac{\sigma_{ск} - \sigma_{пл}}{\sigma_{ск} - \sigma_{ж}} - C_{г.л} \frac{\sigma_{ск} - \sigma_{г.л}}{\sigma_{ск} - \sigma_{ж}} \quad (3)$$

где σ , $\sigma_{ск}$, $\sigma_{ж}$ – плотность в интерпретируемом пласте, скелете породы и жидкости, заполняющей поровое пространство, $C_{г.л}$ – глинистости коллектора.

Для терригенного пласта В-6Х Тия Хуаного месторождения $\rho_{ск}$ принята равной 2.65 г/см³, $\rho_{ж}$ – 1.05 г/см³.

По определению коэффициент нефтегазонасыщенности представляет собой долю объема пор, занятую нефтью и газом, и численно равен отношению объема пор, занятых нефтью и газом, к суммарному объему пор (формуле 4):

$$K_{нг} = \frac{V_{нг}}{V_{пор}} \quad (4)$$

Объем пор породы-коллектора лишь частично заполнен нефтью или газом, поскольку часть этого объема в гидрофильном коллекторе занимает остаточная вода. Содержание остаточной воды в коллекторе характеризуется коэффициентом остаточного, водонасыщения $K_{во}$, или просто коэффициентом водонасыщения K_v , который равен отношению объема пор, занимаемых водой, ко всему объему пор.

Для наиболее часто встречающихся в природе гидрофильных коллекторов пустотное пространство их занято в общем случае тремя фазами - нефтью, газом и водой (формуле 5):

$$K_H + K_G + K_V = 1 \quad (5)$$

При выполнении обоих условий, достоверности петрофизических зависимостей и надежности определения удельного электрического сопротивления, коэффициент водонасыщенности вычисляется по формуле 6:

$$K_V = \sqrt[n]{b * \rho_{вп} / \rho_{п}} = \sqrt[n]{b * P_{п} \rho_{в} / \rho_{п}} = \sqrt[n]{a * b * K_{п}^{-m} * \rho_{в} / \rho_{п}} \quad (6)$$

Раздел 3. В результате интерпретации материалов ГИС, оказалось, что практически весь разрез пласта В-6Х в скважине L-1331 Тия Хуаного месторождения представлен коллектором, что подтверждается интерпретации данными ГИС, вместе с тем, в разрезе имеются единичные значения пористости ниже предельной величины.

Ниже представлена таблица 2 сопоставления расчета петрофизические характеристики пласта.

Таблица 2– Петрофизические характеристики пласта

Интервал		$C_{гп}$	$K_{п}$	K_v	$K_{нг}$
Кровля, м	Подосва, м				
1524	1524,61	0.36	0.09	0.34	0.66
1524,61	1525,22	0.44	0.17	0.27	0.73
1525,22	1525,83	0.45	0.11	0.33	0.67
1525,83	1526,44	0.38	0.14	0.29	0.71
1526,44	1527,66	0.33	0.07	0.37	0.63

Продолжение таблицы 2

1527,66	1528,88	0.43	0.11	0.31	0.69
1528.88	1529.49	0.28	0.20	0.11	0.89
1529.49	1530.71	0.23	0.14	0.16	0.84
1530.71	1531.92	0.11	0.21	0.10	0.90
1531.92	1532.53	0.02	0.25	0.12	0.88
1532.53	1533.75	0.04	0.25	0.10	0.90
1533.75	1534.97	0.11	0.26	0.11	0.89
1534.97	1535.58	0.20	0.27	0.09	0.91
1535.58	1536.80	0.12	0.18	0.11	0.89
1536.80	1537.41	0.11	0.24	0.12	0.88
1537.41	1538.63	0.10	0.25	0.13	0.87
1538.63	1539.85	0.03	0.24	0.12	0.88
1539.85	1540.46	0.15	0.24	0.11	0.89
1540.46	1541.07	0.07	0.24	0.12	0.88
1544.73	1545.95	0.09	0.24	0.12	0.88
1545.95	1546.56	0.11	0.23	0.18	0.82
1546.56	1547.16	0.11	0.21	0.19	0.81
1547.77	1548.99	0.16	0.24	0.26	0.74
1548.99	1549.60	0.14	0.24	0.15	0.85
1549.60	1550.82	0.23	0.22	0.16	0.84
1550.82	1551.43	0.08	0.27	0.08	0.92
1555.70	1556.92	0.10	0.24	0.11	0.89
1556.92	1557.53	0.08	0.24	0.09	0.91
1557.53	1558.75	0.04	0.23	0.17	0.83
1558.75	1559.97	0.11	0.21	0.14	0.86
1559.97	1560.58	0.12	0.24	0.10	0.90
1560.58	1561.80	0.15	0.24	0.14	0.86
1561.80	1562.40	0.20	0.22	0.15	0.85
1562.40	1563.62	0.12	0.26	0.10	0.90
1563.62	1564.23	0.12	0.24	0.16	0.84
1564.23	1564.84	0.10	0.23	0.11	0.89
1566.67	1567.89	0.03	0.24	0.12	0.88
1567.89	1568.50	0.18	0.24	0.17	0.83
1568.50	1569.72	0.12	0.26	0.24	0.76
1569.72	1570.94	0.15	0.25	0.18	0.82
1570.94	1571.55	0.14	0.25	0.23	0.77
1571.55	1572.77	0.15	0.26	0.11	0.89
1572.77	1573.38	0.20	0.28	0.08	0.92
1576.43	1577.64	0.03	0.31	0.27	0.73
1577.64	1578.86	0.06	0.25	0.11	0.89
1578.86	1579.47	0.36	0.26	0.25	0.75
1579.47	1580.69	0.24	0.24	0.20	0.80

Продолжение таблицы 2

1580.69	1581.91	0.25	0.22	0.20	0.80
1581.91	1582.52	0.36	0.09	0.31	0.69
1582.52	1583.74	0.44	0.17	0.32	0.68
1583.74	1584.35	0.38	0.14	0.16	0.84
1584.35	1584.96	0.33	0.07	0.20	0.80

Заключение. В данной работе проанализированы материалы ГИС по скважине LL-1331 Тия Хуаного месторождения.

Полнота и качество материалов ГИС, а также методика их проведения позволили выполнить:

- количественную интерпретацию данных в скважине № LL-1331 по эоценовому пласту В-6Х методами ПС, ГК, ГГК;
- провести типизацию коллекторов в разрезе по скважине LL-1331;
- оценить петрофизические характеристики продуктивного пласта В-6Х эоценового отдела;

В результате интерпретации материалов ГИС, оказалось, что практически весь разрез пласта В-6Х в скважине № LL-1331 Тия Хуаного месторождения представлен коллектором. Эффективная нефтенасыщенная мощность пласта В-6Х по восьми скважинам изменяется в пределах 43-58м 6Х (в скважине № LL-1331 составляет 56 метров). По литологическому описанию шламу, литология пласта представляет собой песчаники и аргиллиты.

Средневзвешенное значение пористости по пласту В-6Х по анализируемой скважине (LL-1331) составляет 23%, принятое по методу ГГК, значение глинистости пласта является 16%, нефтенасыщение пласта В-6Х составляет 83%. Данные параметры является важной емкостной характеристикой, используемой для расчета геологических запасов нефти.

Анализ полученных данных свидетельствует о применимости российских методик для интерпретации геофизических исследований скважин месторождений Венесуэлы. Однако для получения репрезентативных результатов необходимо использование петрофизических зависимостей, полученных при помощи лабораторных исследований кернового материала и пластового флюида.