

УДК 004.4

РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТОВ НАСЫЩЕНИЯ ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНОГО УЧАСТКА В СРЕДЕ MATLAB

Макуха Л.В., Сидоров А.Ю., Радчук Д.В., Савченко А.И.

Сибирский федеральный университет, Красноярск, e-mail: asidorov@sfu-kras.ru

Статья посвящена анализу и интерпретации данных, полученных при геофизическом исследовании скважин ядерно-магнитным и боковым каротажем. Анализ проводился на реальных данных, полученных в процессе геофизических работ на участках Восточной Сибири. Данные исследования пересчитываются в различные коэффициенты: нефтегазонасыщенности, водонасыщенности, пористости и другие. Приводятся примеры исходных данных геофизического исследования и данных, необходимых для корректного расчета коэффициентов насыщения. Дается краткое математическое описание расчетов. На основе рассчитанных данных предлагается 3D моделирование нефтегазоносного участка в среде Matlab. Моделирование происходит с применением кубической интерполяции на неравномерной сетке. При моделировании используются координаты скважин для повышения точности моделирования. Полученные данные можно сохранять в специальном файле проекта для быстрого возврата к расчету.

Ключевые слова: процесс добычи нефти и газа, ядерно-магнитный каротаж, боковой каротаж, количественный расчет коэффициентов насыщения, построение 3D-модели нефтегазоносного пласта, интерполяция на неравномерной сетке

SATURATION COEFFICIENTS CALCULATION FOR OIL AND GAS FIELDS SIMULATION IN THE MATLAB ENVIRONMENT

Makukha L.V., Sidorov A.Yu., Radchuk D.V., Savchenko A.I.

Siberian Federal University, Krasnoyarsk, e-mail: asidorov@sfu-kras.ru

The article describes the analysis and interpretation of data obtained during geophysical researches of wells with nuclear-magnetic and lateral logging. The analysis was performed on real data obtained during the geophysical surveys on areas of Eastern Siberia. These studies are translated into various factors such as oil and gas saturation, water saturation, porosity, etc. Initial data examples of geophysical studies and data required for the correct calculation of saturation ratios are explained. We give a brief description of the mathematical calculations. Based on the calculated data, the 3D modeling of oil and gas plot in Matlab environment is presented. Simulation is performed using cubic interpolation on a nonuniform grid. The coordinates of wells are used to increase the accuracy of simulation. The obtained data can be saved in a special project file for a quick return to the calculation.

Keywords: oil and gas production process, nuclear-magnetic logging, lateral logging, quantitative calculation of saturation coefficients, 3D-models building of oil and gas reservoir, interpolation on a nonuniform grid

Добыча нефти и газа является приоритетным направлением в РФ, поэтому проблема автоматизации и ускорения этого процесса актуальна [3]. Процесс добычи состоит не только из технологической части (бурение скважины и непосредственно добыча), но и научно-исследовательской, а именно изучения данных геофизического исследования скважин, прогнозирования нефтеносных структур, принятия решений на основе изученных данных.

Изначально перспективный нефтегазоносный район исследовали визуально, научившись выявлять присутствие нефтяных залежей по многим косвенным признакам. Однако чтобы поиски были максимально успешными, необходимо уметь «видеть под землей». Это стало возможным благодаря геофизическим методам исследования. Наиболее эффективным инструментом оказался сейсмограф, предназначенный для регистрации землетрясений. Его способность

улавливать механические колебания пригодилась и в геологоразведочном деле. Колебания от взрывов динамитных снарядов преломляются подземными структурами, и, регистрируя их, можно определить расположение и форму подземных пластов [4]. По мере развития технологий в арсенал геологов добавлялись новые методы. Например, аэрофотосъемка и космическая съемка обеспечивает более широкий обзор поверхности. Анализ ископаемых остатков с различных глубин помогает точнее определить тип и возраст осадочных пород [4].

Основная тенденция современной геологоразведки – минимальное воздействие на окружающую среду. Как можно большую роль стараются отводить теоретическим предсказаниям и пассивному моделированию. По косвенным признакам можно проследить весь жизненный цикл нефти – где она зарождалась, как двигалась, где находится в настоящее время [4].

Определившись с географическим расположением месторождения нефти и газа, без подробного изучения невозможно установить точную область распространения нефтегазонаосного пласта. В такой ситуации целесообразно проводить предпроектные научные исследования, заключающиеся, в частности, в корректном расчете коэффициентов насыщения у совокупности скважин и использовании рассчитанных значений для 3D моделирования нефтегазонаосного участка. При этом применяются такие методы исследования скважин, как ядерно-магнитный каротаж (ЯМК) и боковой каротаж (БК) [5]. По рассчитанным данным ЯМК и БК определяются значения коэффициентов насыщения нескольких скважин, находящихся на относительно небольшом расстоянии друг от друга, по которым можно наиболее точно спрогнозировать область распространения нефтегазонаосного пласта. На основе рассчитанных данных создается предположительная карта местности с расположенными на ней скважинами, нефтяными и газовыми залежами, находящимися в пределах этих скважин. Подобный механизм позволяет значительно упростить анализ исследуемой области, ускорить процесс прогнозирования и помочь выбрать местоположение и глубину следующей скважины.

Данные для расчета коэффициентов насыщения получают при непосредственном контакте приборов со скважиной. Изначально в скважину помещают исследовательские приборы (зонд, датчики и т.д.) и с их постепенным углублением и получением данных на фиксируемых глубинах методами ядерно-магнитного и бокового каротажа. После проведения всех замеров данные сохраняются в файлах и отправляются специалистам для дальнейшего изучения.

Для расчетов коэффициентов насыщения используются данные в текстовом формате csv, представленные на рис. 1 и 2.

Данные стратиграфии – это список кровель и подошв по каждому из горизонтов скважины (в данном случае для Сибирского региона) в следующем формате:

Горизонт – участок земной коры.

Всего горизонтов 6:

1. Осинский I.
2. Осинский II.
3. Усть-Кутский I.
4. Усть-Кутский II.
5. Преображенский.
6. Ербогученский.

Кровля – начало горизонта.

Подошва – конец горизонта.

wellName – имя скважины.

datasetName – название элемента.

DEPT – глубина.

BP0-BPV – значение бина (результат замера ЯМК) на глубине DEPT.

BK – значение бокового каротажа.

	A	B	C	D	E	F	G
1		Well Iden	Surface	X	Y	Z	MD
2	8692		Четвертичные отложения				0
3	8693		О				8
4	8694		Верхоленская-Илгинская				170
5	8695		Литвинцевская				510.5
6	8696		Ангарская				648.5
7	8697		Булайская				784
8	8698		Верхнебельская				837
9	8699		Средне+Нижнебельская				1047
10	8700		A4_под				1092
11	8701		A6_кр				1218.7
12	8702		A6_под				1275
13	8703		Усольская				1268
14	8704		B1_кр				1582
15	8705		B1_под				1602.6
16	8706		B2_кр				1604
17	8707		Тэтэрская (B2_под)				1629.2
18	8708		B3-4_кр				1633.2
19	8709		B3-4_под				1659.6
20	8710		B5_кр				1665
21	8711		Собинская (B5_под)				1686.8
22	8712		Катангская				1755
23	8713		B12_кр				1814
24	8714		B12_под				1822.7

Рис. 1. Данные стратиграфии.
Входные данные кровли, подошвы горизонтов

Имея в наличии указанные выше данные, можно провести расчет коэффициентов насыщения. Используемые в расчете алгоритмы интерпретации являются алгоритмами, разработанными ООО РН «Красноярск НИПИ нефть». Корректное определение коэффициента нефтегазонасыщенности (далее Кнг) является одной из основных петрофизических задач. В данном случае для определения Кнг используется уравнение Дахнова – Арчи. Уравнение Дахнова – Арчи, полученное с использованием связей типа «кern-кern», дает повсеместное высокое значение Кнг.

Помимо Кнг производится расчет и других инкрементов насыщения. Список коэффициентов представлен ниже:

- Kn (Кп) – Коэффициент пористости.
- Kn_din (Кпдин) – Динамический коэффициент пористости.
- Kvo (Кво) – Коэффициент остаточной водонасыщенности.
- Pn_Kvo (Рнкво) – Параметр насыщения при коэффициенте остаточной водонасыщенности.
- Pn (Рн) – Текущий параметр насыщения.

#	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P
1	wellName	datasetN	DEPT	BP0	BP1	BP2	BP3	BP4	BP5	BP6	BP7	BP8	BP9	BPA	BPB	BK
727	test	test	1544.8	0.016	0.294	0.934	3.562	7.198	5.354	0.904	0	0	0	0	0	1296.103
728	test	test	1545	0.015	0.102	0.327	3.562	7.295	7.425	0.768	0	0	0	0	0	1265.389
729	test	test	1545.2	0	0.114	0.683	4.535	7.658	8.041	1.015	0	0	0	0	0	1242.628
730	test	test	1545.4	0	0.004	0.379	4.254	6.401	9.401	2.189	0	0	0	0	0	1219.448
731	test	test	1545.6	0	0	0.256	4.091	5.676	9.017	3.526	0	0	0	0	0	1202.761
732	test	test	1545.8	0	0	0.131	4.584	5.617	9.221	3.663	0	0	0	0	0	1187.49
733	test	test	1546	0	0	0.165	3.863	5.405	9.239	3.663	0	0	0	0	0	1178.453
734	test	test	1546.2	0	0	0.242	2.184	5.041	11.555	3.827	0	0	0	0	0	1178.797
735	test	test	1546.4	0	0.003	0.321	1.801	3.365	9.302	3.827	0	0	0	0	0	1185.165
736	test	test	1546.6	0	0	0.152	0.394	2.458	11.307	3.554	0	0	0	0	0	1190.427
737	test	test	1546.8	0	0	0.165	1.306	2.458	8.798	4.989	0	0	0	0	0	1192.711
738	test	test	1547	0	0	0.27	0.534	2.677	8.705	5.039	0	0	0	0	0	1186.144
739	test	test	1547.2	0	0	0.401	1.104	1.572	6.431	6.554	0	0	0	0	0	1168.193
740	test	test	1547.4	0	0	0.393	0.73	4.229	6.249	4.434	0	0	0	0	0	1158.912
741	test	test	1547.6	0	0	0.548	1.908	4.229	6.249	5.057	0.123	0	0	0	0	1155.341
742	test	test	1547.8	0	0	0.532	0.099	3.308	10.572	3.434	0	0	0	0	0	1159.386
743	test	test	1548	0	0	0.457	0.963	4.466	10.572	4.352	0	0	0	0	0	1158.028
744	test	test	1548.2	0	0	0.423	1.307	5.614	9.696	3.672	0	0	0	0	0	1166.797
745	test	test	1548.4	0	0.007	0.659	2.595	5.614	7.808	4.211	0	0	0	0	0	1197.901
746	test	test	1548.6	0	0.07	0.885	4.062	5.617	5.484	2.461	1.801	0	0	0	0	1276.142

Рис. 2. Входные данные ЯМК и БК

- Kv (Кв) – Коэффициент водонасыщенности.
- Kv_p (Кв_подв) – Подвижный коэффициент водонасыщенности.
- Kng (Кнг) – Коэффициент нефтегазонасыщенности.
- Kng_p (Кнг_подв) – Подвижный коэффициент нефтегазонасыщенности.
- Kno (Кно) – Остаточной коэффициент нефтенасыщенности.
- T2_mean (T2_mean) – Среднее логарифмическое время.
- Rvp – Сопротивление водонасыщенного пласта.
- Pr (Pr) – Параметр пористости.

Расчет производится последовательно на основании формул, представленных в докладе Д.В. Назарова, представленного на VI региональной научно-технической конференции «РН-Красноярск НИПИ нефть». Краткое описание расчетов представлено ниже:

1. Kn – Сумма бинов (рис. 2).
2. Kn_din – Сумма двух последних бинов (рис. 2).
3. В качестве характеристики спектра сигнала ЯМК в определенном диапазоне

времен T_2 рассмотрено среднелогарифмическое время поперечной релаксации T_{2mean} , определяемое формулой

$$T_{2mean} = \exp \left[\frac{\sum_{k=1}^m \ln(T_{2k}) \cdot \varphi_k}{\sum_{k=1}^m \varphi_k} \right], \quad (1)$$

где T_{2k} – время k -го бина, начиная с бина, время которого превосходит 3 мс (стандартная отсечка для воды, связанной в глинах); φ_k – инкрементная пористость k -го бина; m – число бинов, определяющих диапазон рассматриваемых времен релаксации T_2 .

$$4. Kvo = \sum_{k=4}^m \varphi_k. \quad (2)$$

Если $Kvo = 0$ Тогда $Kvo = 100$.

$$5. Pn_{Kvo} = 1394,7 \cdot Kvo^{-1,447}. \quad (3)$$

6. Значение параметра пористости напрямую зависит от горизонта, по которому ведется расчет. Сопоставление формул расчета параметра пористости горизонтам представлено ниже (таблица).

Сопоставление формул расчета параметра пористости горизонтам

Горизонт	Связь Pr – Kn
Осинский I	$Pr = 2563,4 \cdot Kn^{(-1,379)}$
Осинский II	$Pr = 2563,4 \cdot Kn^{(-1,379)}$
Усть-Кутский I	$Pr = 2136,1 \cdot Kn^{(-1,24)}$
Усть-Кутский II	$Pr = 2136,1 \cdot Kn^{(-1,24)}$
Преображенский	$Pr = 1620 \cdot Kn^{(-1,182)}$
Ербогаченский	$Pr = 3859,5 \cdot Kn^{(-1,458)}$

$$1. R_{\text{вп}} = P_p \cdot R_{\text{в}}, \quad (4)$$

где $R_{\text{в}}$ – сопротивление воды, Омм.

$$2. P_{\text{п}} = \frac{R_{\text{п}}}{R_{\text{вп}}},$$

где $R_{\text{п}}$ – сопротивление пласта, Омм; $R_{\text{вп}}$ – сопротивление водонасыщенного пласта, Омм.

Из (4) следует, что

$$R_{\text{вп}} = P_p \cdot R_{\text{в}},$$

Таким образом, уравнение для $P_{\text{п}}$ примет вид

$$P_{\text{п}} = \frac{R_{\text{п}}}{P_p \cdot R_{\text{в}}} = \frac{R_{\text{БК}}}{P_p \cdot R_{\text{в}}}, \quad (5)$$

где $R_{\text{БК}}$ – сопротивление бокового каротажа.

$$3. Kv = \left(\frac{P_{\text{п}}}{b} \right)^{\frac{1}{n}}. \quad (6)$$

4. Рассчитав долю всей воды и значение капиллярно связанной воды, определяется доля подвижной воды:

$$Kv_p = Kv - Kvo. \quad (7)$$

5. Коэффициента нефтегазонасыщенности рассчитывается следующим образом:

$$Kng = 1 - Kv. \quad (8)$$

$$6. Kng_p = Kn_{\text{дин}} - Kv_p, \quad (9)$$

где Kng_p – подвижный коэффициент нефтегазонасыщенности.

7. Остаточный коэффициент нефтенасыщенности является разностью между коэффициентом нефтегазонасыщенности и подвижным коэффициентом нефтегазонасыщенности:

$$Kno = Kng - Kng_p. \quad (10)$$

После расчета всех коэффициентов насыщения, появляется возможность построения 3D-модели нефтегазонасыщенного пласта, для построения которой было решено провести кубическую интерполяцию на неравномерной сетке [2]. Для построения модели был выбран программный комплекс Matlab. Для интерполяции на неравномерной сетке в этом комплексе выбрана функция `griddata`.

$ZI = \text{griddata}(x, y, z, XI, YI)$ – преобразует поверхность вида $z = f(x, y)$, которая определяется векторами (x, y, z) с обычно неравномерно распределенными элементами. Функция `griddata` аппроксимирует эту поверхность в точках, определенных векторами (XI, YI) в виде значений ZI . Поверхность всегда

проходит через заданные точки. XI и YI обычно формируют однородную сетку (созданную с помощью функции `meshgrid`) [2].

XI может быть вектором-строкой, в этом случае он определяет матрицу с постоянными столбцами. Точно так же YI может быть вектором-столбцом, тогда он определяет матрицу с постоянными строками [2].

$[XI, YI, ZI] = \text{griddata}(x, y, z, xi, yi)$ – возвращает аппроксимирующую матрицу ZI , как описано выше, а также возвращает матрицы XI и YI , сформированные из вектора-столбца xi и вектора-строки yi , аналогичны матрицам, возвращаемым функцией `meshgrid`:

$[...] = \text{griddata}(\dots \text{method})$ – использует определенный метод интерполяции:

- «nearest» – ступенчатая интерполяция;
- «linear» – линейная интерполяция (принята по умолчанию);
- «cubic» – кубическая интерполяция (используемая для моделирования);
- «v4» – метод, используемый в MATLAB 4.

Метод определяет тип аппроксимирующей поверхности. Метод 'cubic' формирует гладкие поверхности, в то время как «linear» и «nearest» имеют разрывы первых и нулевых производных соответственно. Все методы, за исключением v4, основаны на триангуляции Делоне. Метод «v4» включен для обеспечения совместимости с версией 4 системы Matlab [1].

Метод «Интерполяция на неравномерной сетке» строит поверхность на основании указанных точек, соответственно, чем больше точек будет указано, тем точнее будет построена поверхность, т.е. чем больше данных по скважинам будет внесено, тем точнее будет 3D-модель нефтегазонасыщенного пласта. Сами же точки для построения нефтегазонасыщенного пласта определяются из рассчитанных значений коэффициентов насыщения, по каждой скважине может быть выявлено две точки (либо ни одной), определяющие область распространения нефти и газа вдоль скважины.

Помимо данных стратиграфии и данных ЯМК и БК используется дополнительная информация для построения модели, а именно: долгота, широта и высота над уровнем моря по каждой скважине. Эти данные позволяют наиболее точно моделировать расположение скважин друг относительно друга и, как следствие, сам нефтегазонасыщенный участок. Пример модели нефтяного месторождения представлен на рис. 4.

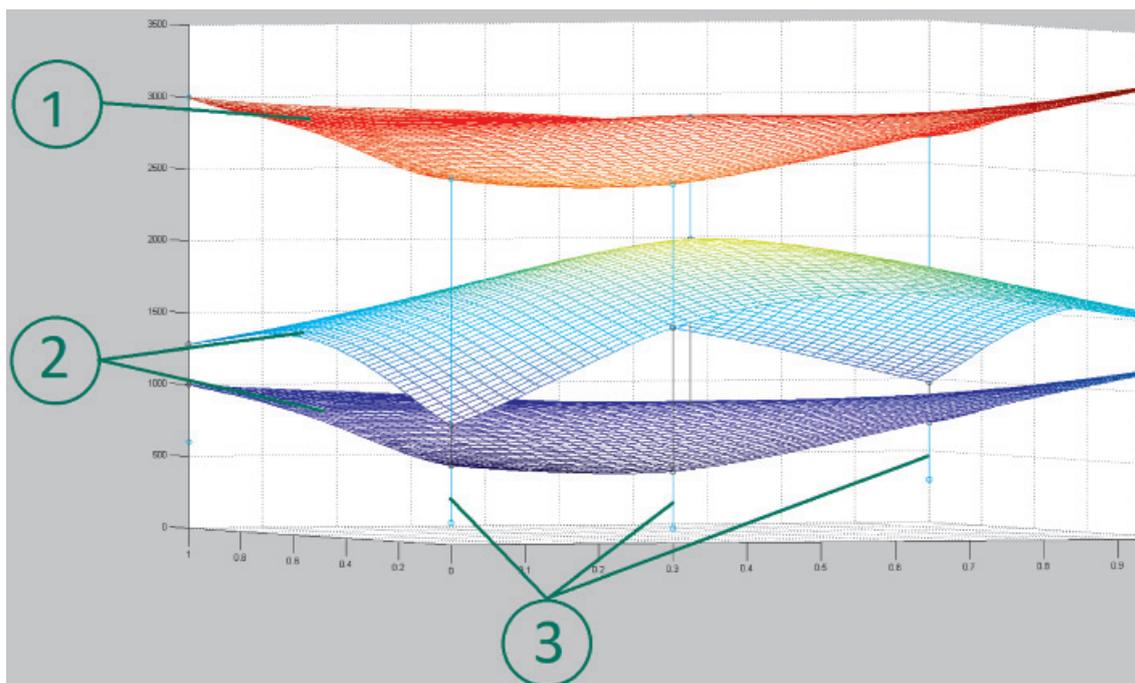


Рис. 4. 3D-модель нефтегазоносного пласта:
 1 – схематичное изображение земной поверхности; 2 – верхняя и нижняя поверхности нефтегазоносного пласта; 3 – визуальное отображение скважин

Представленный расчет и визуализация данных позволяет значительно упростить анализ исследуемого нефтяного месторождения, ускорить процесс прогнозирования и помочь в выборе дальнейших действий, таких как определение местоположения и глубины бурения следующей скважины. Разработанный программный модуль Matlab сохраняет все введенные данные в специальном файле проекта, что позволяет быстро вернуться к ранее созданному расчету. В дальнейшем планируется добавить в программный модуль данные, полученные с помощью других измерений, а также возможность отображать спутниковые снимки земной поверхности для повышения информативности 3D модели.

Список литературы

1. Интерполяция на неравномерной сетке. [Электронный ресурс]: «Радиомастер». – Режим доступа: <http://radiomaster.ru/cad/matlab/glava17/index26.php>.
2. Потемкин В.Г. Справочник по MATLAB [Электронный ресурс] // Материалы по продуктам MATLAB & Toolboxes. – Режим доступа: <http://matlab.exponenta.ru/ml/book2>.
3. Радчук Д.В. Количественный расчет инкрементов насыщения из данных геофизического исследования скважин

и моделирование итоговых значений в программном комплексе Techlog [Электронное издание] // Молодёжь и наука: проспект Свободный Международная научная конференция студентов, аспирантов и молодых учёных, 14–24 апреля 2015. Красноярск, 2015.

4. Разведка и добыча нефти. [Электронный ресурс] // Мир нефти. – Режим доступа: <http://mirnefti.ru/index.php?id=9>.

5. Ядерно-магнитный каротаж. Боковой каротаж. [Электронный ресурс] // Большая энциклопедия нефти газа. – Режим доступа: <http://www.ngpedia.ru>.

References

1. Interpoljacija na neravnomernoj setke. [Jelektronnyj resurs]: «Radiomaster». Rezhim dostupa: <http://radiomaster.ru/cad/matlab/glava17/index26.php>.
2. Potemkin V.G. Spravochnik po MATLAB [Jelektronnyj resurs] // Materialy po produktam MATLAB & Toolboxes. Rezhim dostupa: <http://matlab.exponenta.ru/ml/book2>.
3. Radchuk D.V. Kolichestvennyj raschet inkrementov насыщения из данных геофизического исследования скважин i modelirovanie itogovyh znachenij v programmnom komplekse Techlog [Jelektronnoe izdanie] // Molodjosh i nauka: prospekt Svobodnyj Mezhdunarodnaja nauchnaja konferencija studentov, aspirantov i molodyh uchjonyh, 14–24 aprilja 2015. Krasnojarsk, 2015.
4. Razvedka i dobycha nefiti. [Jelektronnyj resurs] // Mir nefiti. Rezhim dostupa: <http://mirnefti.ru/index.php?id=9>.
5. Jaderno-magnitnyj karotazh. Bokovoj karotazh. [Jelektronnyj resurs] // Bolshaja jenciklopedija nefiti gaza. Rezhim dostupa: <http://www.ngpedia.ru>.