Интегрирование керновых и каротажных данных для количественной оценки извлекаемых запасов нефти на примере сланцевого месторождения Игл Форд (SPE 164554)

Эрик Рилэндер, Тяньминь Джанг, Филип Сингер, Рик Льюис

Шлюмберже

Стив Синклэр

Матадор Рисорсиз

Ключевые факторы для успешной разработки низкопроницаемых коллекторов

- Геологические запасы УВ
- Вязкость УВ
- Проницаемость матрицы
- Пластовое (поровое) давление
- Площадь трещин ГРП
- Проводимость трещин ГРП
- Локализация трещин ГРП





Нефтенасыщенные сланцы

- Может ли нефть мигрировать через сланцевый коллектор?
 - Что такое проницаемость по нефти?
 - Нет коммерческой технологии определения на керне
 - Вязкость нефти в 20 раз больше, чем газа
 - Можем ли мы добывать нефть из нано-пор?
 - Все ли поры и поровые каналы в сланцах измеряются в нано-единицах?
 - Добываем мы нефть или конденсат?
 - Может ли поток подчиняться не закону Дарси?

Закон Дарси

• Движение жидкости через поровое пространство

 $Q \propto \frac{k \bullet \Delta p}{\mu}$ $Q = \mathsf{скоростьтотока}$ $k = \mathsf{проницаемость}$ $\Delta p = \mathsf{градиент}$ давления $\mu = \mathsf{вязкость}$

- Вязкость
 - Газ
 - Нефть

0.02 сП 0.4 сП





Figure 2. Sizes of molecules and pore throats in siliciclastic rocks on a logarithmic scale covering seven orders of magnitude. Measurement methods are shown at the top of the graph, and scales used for solid particles are shown at the lower right. The symbols show pore-throat sizes for four sandstones, four tight sandstones, and five shales. Ranges of clay mineral spacings, diamondoids, and three oils, and molecular diameters of water, mercury, and three gases are also shown. The sources of data and measurement methods for each sample set are discussed in the text.

Nelson 2009

Оценка продуктивности – увязка с керном



Что является коллектором при добыче сланцевой нефти?

- Модели для газа могут не подходить для вязких УВ.
- Какова проницаемость по нефти в нано-порах?
- Какая доля геологических запасов нефти является извлекаемой, а какая - нет?
- Сопоставление данных ЯМК на керне и в скважине дают представление об УВ, которые были вытеснены при отборе и подъеме керна.

Объемная модель сланцевого коллектора



Определения керогена и Сорг.(ТОС)

- Кероген
 - Нерастворимое органическое вещество
 - Преимущественно C and H
 - В меньшей степени O, S, and N
 - Постепенное уменьшение содержания Н с созреванием
 - Редко определяется на керне
 - Относительно низкая плотность (1.1 to 1.4 г/см³), постепенно возрастает с созреванием
- Битум
 - Растворимое органическое вещество
 - Незрелый продукт
 - Нетекуч при обычной температуре пласта
- Общее содержание органического углерода (ТОС)
 - Весовой процент содержания углерода в органическом веществе
 - Не включает в себя другие элементы в керогене
 - Определяется по стандартным керновым исследованиям, хорошая повторяемость результатов.



Ретортный анализ (SPE 147456)



Время

* Может включать связанную воду глин, если присутствует смектит

Данные ретортного анализа

Связанные УВ в процентах от общего объема

Зрелый газовый сланец												
AR Bulk	AR Grain	Dry Grain										
Density	Density	Density	Porosity	H2O sat	Gas sat	Oil sat	GFP		BHC	BCW	TOC	Perm
2.59	2.69	2.73	6.15	34.22	61.90	3.89	3	.81	0.24	5.26	3.85	0.000234
2.49	2.60	2.64	6.38	31.80	64.58	3.61	4	.12	0.23	4.6 ⁻	1 5.89	0.000159
2.54	2.66	2.68	5.48	18.02	77.68	4.29	4	.26	0.24	3.15	5 4.64	0.000204
2.47	2.61	2.65	7.32	21.21	75.67	3.12	5	.54	0.23	5.02	2 7.47	0.000255
2.77	2.82	2.83	2.27	13.58	82.34	4.08	1	.87	0.09	1.44	4 1.54	0.000058
2.64	2.70	2.71	2.93	28.36	69.97	1.67	2	.05	0.05	2.39	9 2.21	0.000068
Газові	ый сла	нец										
AR Bulk	AR Grain	Dry Grain			•	0.1			5110	5011		_
Density	Density	Density	Porosity	H2O sat	Gas sat	Oil sat	GFP	75	BHC	BCM		Perm
2.52	2.56	2.60	4.19	42.67	41.77	15.50	1	.75	1.05	5.64	+ 1.67	0.000073
2.53	2.60	2.07	0.48	40.80	40.15	12.99	2	.99	1.40	0.2	2.47	0.000103
2.00	2.00	2.11	9.20	03.10 71.20	34.27 19.07	2.00 10.54	3	.17 50	0.00	9.00		0.000063
2.64	2.05	2.70	3.24	71.38	18.07	10.54	0	.59	0.10	7.5	0.97	0.000033
Незрелый газовый сланец												
AR Bulk	AR Grain	Dry Grain										
Density	Density	Density	Porosity	H2O sat	Gas sat	Oil sat	GFP		BHC	BCW	тос	Perm
2.47	2.54	2.66	9.70	59.29	26.67	14.04	2	.59	2.73	6.50) 3.21	0.000068
2.45	2.55	2.65	9.70	52.31	37.12	10.57	3.	.60	3.70	7.31	4.10	0.000084
2.34	2.41	2.48	7.22	26.65	44.93	28.42	3.	.25	7.61	4.11	6.93	0.000151
2.36	2.42	2.49	6.68	39.31	37.03	23.66	2	.48	5.42	5.79	11.22	0.000147
2.41	2.47	2.51	4.87	35.51	54.22	10.27	2.	.64	3.10	0.97	6.95	0.000102
2.35	2.41	2.47	6.09	35.03	44.13	20.85	2	.69	8.32	3.54	7.07	0.000075

Теория ЯМК

Ядра водорода ведут себя как стержневые магниты и стремятся выровняться вдоль постоянного магнитного поля.

В течение заранее выбранного времени ядра поляризуются с со скоростью, меняющейся по экспоненциальному закону, зависящего от времени релаксации T₁

Функция распределения пор по размерам, свойства флюида и минералогии.



Поверхностная релаксация

- *Время релаксации Т*₂ это функция
 - Вязкости жидкости
 - Размера пор
 - Магнитных свойств зерен



Распределение времени Т2 по данным ЯМК

- Распределение времениТ₂ измеряется и выдается каждые 6 дюймов
- Распределение времениТ₂ несет информацию о общей пористости и распределении пор по размерам
- Общая площадь распределения - пористость
- Меньшие времена меньше размер пор
- Граница между связанной и свободной водой определяется опытным путем



Типы битумоидов

- Вязкие углеводороды
- Битумоиды из материнских пород
 - Образуются на ранней стадии созревания керогена
 - Преобразовываются в нефть и газ
 - Растворимое органическое вещество
- Природный битум
 - Остатки от переработки нефти
 - Битуминозные пески



Связанные УВ - функция зрелости



Well	VR	Bnd:TOC	Bnd:Kerogen
1	0.75	.51	.249
2	0.92		
3	1.00	.27	0.124
4	1.18	.19	0.088
5	1.28		





Битум на каротаже

Показания радиоактивных методов такие же как нефти

Не виден на ЯМК при стандартной вязкости

Обычно имеет очень высокое сопротивление

Адсорбирует воду в пластовых условиях



Сравнение ЯМР на керне и ЯМК:



- Удаление сигнала от воды с обоих распределений
- Сдвиг сигнала для сравнения

Центрифугирование керна: Свободный флюид уже удален





Длина = 2.0 дюйма Площадь = 1.76 кв.дюйма $\Delta P = 1000 \text{ psi}$ Максимальный поток = (0.1)/(3*24*60) = 2.315E-5 мл/мин (точность центрифуги 0.1сс, вращалось 3 дня) Не получено никакого извлеченного флюида после вращения образца в течении трех дней при градиенте давления 1000 psi

Весь свободный флюид в керне был уже утерян в ходе подъема керна на поверхность

Т2 гран. ~ 9.4 мс



T2 distribution (pu)





Смачиваемость



*T*₁ к. *T*₂ результаты на керне: *T*₁ к *T*₂ отношение зависит от смачиваемой фазы



Интерпретация

- *T*₁/*T*₂ отношение для пластовой воды меньше чем отношение*T*₁/*T*₂ для углеводородов в сланце*
 - Органические поры гидрофобны
 - Межзерновые поры имеют смешанную смачиваемость
- Отношение *T₁/T₂* для несмачивающего флюда близко к 1
 - Не наблюдалось! Предположительно
 - Извлеченный флюид ИЛИ
 - Однофазные флюиды

* AYSE EZGI OZEN Norman, Oklahoma 2011

4 поровые системы



Распределение пор

Монофазные поры

Связанная вода глин Битум	Связанная вода Связанная нефть (Органические поры)	Связанная вода Свободная нефть (крупные органич.поры > 250 nm)	Подвижные флюиды нефть и вода (гидрофильные поры)	
3	мс ~10) мс ~33 100	5 до) мс	







Данные по Т максимальной



CORRELATION OF VARIOUS MATURATION INDICES AND ZONES OF PETROLEUM GENERATION AND DESTRUCTION



Ртутная порометрия

- Насыщаем несмачивающей ртутью под давлением до 60,000 psi
- Оцениваем раскрытость пор
- Используется для оценки проницаемости

$$r_{pt} = \frac{2\sigma * \cos\theta}{P_c}$$

 P_{c} = капиллярное давление $\sigma = \kappa o \Rightarrow \phi \phi.nosepxhocmhoгoнams жения$ Hg θ = контактный угол для ртути в воздухе r_{pt} = радиус поровых каналов







Figure 2. Sizes of molecules and pore throats in siliciclastic rocks on a logarithmic scale covering seven orders of magnitude. Measurement methods are shown at the top of the graph, and scales used for solid particles are shown at the lower right. The symbols show pore-throat sizes for four sandstones, four tight sandstones, and five shales. Ranges of clay mineral spacings, diamondoids, and three oils, and molecular diameters of water, mercury, and three gases are also shown. The sources of data and measurement methods for each sample set are discussed in the text.

Nelson 2009

Выводы - Нефть

- На основе ЯМР на керне и в скважине разработана методика для оценки граничного T₂ для извлекаемого флюида
- Часть углеводородов в поровом пространстве не была вытеснена при экстрагировании керна (от 80 до 55%)
 - Связанные УВ битум
 - Мелкие поры в керогене
 - Капиллярно-связанная нефть
- Крупные поры в керогене продуктивны
- Нефть в обычных порах продуктивна
- Продуктивные интервалы имеют слабую корреляцию с Сорг.