

1. В карбонатных породах преобладают трещины, заполненные минеральным веществом. Трещинная емкость карбонатных пород не превышает 0,66 %, поэтому она не может играть существенной роли в общей емкости коллектора.

2. Зоны выщелачивания (каналы, каверны и полости) в карбонатных рифогенных породах чаще имеют изолированное строение и находятся на разных этажах рифа. Очевидно, так же распределяется в теле рифа и нефтеносность.

3. Против пластов с глинистым материалом образуются искусственные каверны, диаметр скважины и величина ГК увеличиваются. Аналогичное увеличение диаметра скважин и минимальная величина ГК характерны для естественных каверн в «чистых» рифогенных карбонатных породах.

Получено 15.05.03

УДК 551.735

В.А. Слизовский, В.Д. Спасибко,
В.В. Мелкомуков

ПермНИПИнефть

ЗАВИСИМОСТЬ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН ОТ ПЕРВИЧНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ОБЛОМОЧНОГО МАТЕРИАЛА И ВТОРИЧНЫХ ИЗМЕНЕНИЙ В ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОДАХ

На основе расчета модуля аккумуляционной динамики дается методика прогнозирования фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) песчано-алевритовых пород и продуктивности скважин.

Для прогнозирования распространения песчано-алевритовых пород с их ФЕС как по площади, так и по разрезу необходим существенный отбор керна из продуктивных пластов. На практике отбор керна весьма ограничен из-за удорожания проходки скважины. В этих условиях необходима модель, восстанавливающая облик осадка для прогнозирования ФЕС и продуктивности скважин по имеющимся скудным данным.

Для количественной характеристики формирования терригенных отложений существует показатель, названный модулем аккумуляционной динамики (В.М. Тюрин), который рассчитывается по формуле

$$MaD = Ma \cdot D,$$

где MaD – модуль аккумуляционной динамики, г/см²;

Ma – средний размер обломочного материала, см;

D – удельный вес отложений, г/см³.

Здесь MaD характеризует величину давления среды на частицы во время выпадения их в осадок из придонного слоя.

Доля участия каждой фракции в движении рассчитывается по формуле

$$Cgi = \frac{MaD_1 \cdot Cgri}{\sum MaD_i \cdot Cgri} \cdot 100,$$

Cgi – динамические проценты;

$Cgri$ – гранулометрические проценты.

Гранулометрические проценты отражают массовую долю каждой фракции или количество зерен в шлифах, а динамические определяют долю участия каждой фракции в движении наносов. Полученные динамические характеристики пород разреза сопоставляются с аналогичными данными современных осадков и с учетом всего имеющегося геологического материала восстанавливают динамику терригенного осадконакопления.

В тех скважинах, где разрез не охарактеризован керном, используются данные гамма-метода. Хотя из терригенной части разреза отбирается небольшой процент керна, его достаточно для установления связи между данными ГК и модулем аккумуляции по формуле

$$MaD = a \cdot \Delta Jj - b,$$

где MaD – модуль аккумуляции, г/см²·10⁻³;

ΔJj – двойной разностный параметр;

a, b – коэффициенты регрессии.

Согласно динамической классификации современных осадков, по модулям аккумуляции восстанавливается облик осадка и строятся карты, где в изолиниях отражаются различия ФЕС песчано-алевритовых пород для любого продуктивного пласта.

На коллекторские свойства продуктивных пластов, помимо первичного распределения обломочного материала, влияют вторичные минералы в породе. В песчано-алевритовых породах могут быть развиты сидерит, кальцит, реже доломит. Наличие карбонатного цемента в породе может достигать 50%. По площади и по разрезу он имеет линзовидное распространение. По данным исследования керна установлено, что наличие в породе карбонатного цемента менее 5% мало влияет на ФЕС породы. А с увеличением карбонатности более 10% проницаемость резко падает и не превышает 0,1 мД.

Для повышения информативности геолого-промысловых данных, в том числе установления количества карбонатного цемента, используются показания НГК. Количество цемента рассчитывается по формуле

$$C_k = a \cdot J_{nj} - b,$$

где C_k – количество карбонатного цемента в породе, %;
 J_{nj} – показание НКК, усл.ед.,
 a, b – коэффициенты регрессии.

По полученным данным строятся карты карбонатности продуктивных пластов в изолиниях через 5%.

Сопоставление карт модулей аккумуляции и карт карбонатности позволит более достоверно проводить границы распространения песчано-алевритовых пород с их ФЕС, а в конечном итоге и дебиты скважин (таблица).

Дебиты жидкости скважин по классам коллекторов

№ п/п	Месторождения	Пласты	Классы	Пласты с содержанием карбонатного цемента, %		
				<5	5 – 10	>10
				Максимальные дебиты жидкости скважин, т/сут		
1	Баклановское	Тл	I	196	-	-
			II	162	-	-
			III	20	-	-
2	Юрчукское	Бб	I	182	-	-
			II	67	-	-
			III	37	-	-
			IV	10	-	-
3	Архангельское	Дп	I	79	-	-
			II	41	15	7
			III	19	11	6
4	Ольховское	Тл-Бб	I	80	51	10
			II	60	45	7
			III	30	25	5
5	Ельниковское	Тл-Бб	I	61	27	17
			II	23	-	-
			III	19	-	-
			IV	7	-	-

Изложенные методики опробованы на месторождениях Пермской области и Удмуртской Республики.

Исходя из вышеизложенного можно сделать следующие выводы:

1. По модулям аккумуляции можно восстановить облик терригенных пород с их физическими свойствами в бескернах участках разреза.
2. Обстановки терригенного осадконакопления определяются в количественном выражении.
3. Дебиты жидкости в скважинах больше у тех пластов, которые образовались при колебательном движении среды, по сравнению с

аналогичными породами, но накопившимися при направленных движениях наносов.

4. Содержание в терригенной породе карбонатного цемента более 10 % значительно понижает извлекаемые запасы нефти и коэффициент нефтеизвлечения.

Получено 14.05.03

УДК 551.735

В.А. Слизовский, В.Д. Спасибко,
В.В. Мелкомуков

ПермНИПИнефть

ВЛИЯНИЕ МИНЕРАЛОГИЧЕСКОГО СОСТАВА ОПОРНЫХ ПЛАСТОВ НА ДОСТОВЕРНОСТЬ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ

Рассмотрено влияние полноты сведений о литологическом составе опорных пластов на достоверность определения пористости проницаемых пластов.

Терригенные породы визейского яруса представлены переслаиванием преимущественно однообразных по составу пород: аргиллитов, алевролитов, песчаников, причем их процентное соотношение в разрезе зависит от условий осадконакопления. Кроме вышеупомянутых пород, в разрезе встречаются незначительные по толщине и простиранию прослои каолинитовых глин, аргиллитов, углей или углефицированных аргиллитов.

Несмотря на то, что эти породы играют второстепенную роль в формировании всей толщи, они оказывают существенное влияние на достоверность определения емкостно-фильтрационных параметров по данным промыслово-геофизических исследований.

Так, на величину двойного разностного параметра ΔJ (используемого при определении пористости и других показателей) в большей степени влияет изменчивость литологического состава опорных пластов ΔJ_{\max} , которые представлены углефицированными аргиллитами, аргиллитами гидрослюдистого состава, реже каолинитовыми глинами.

Опорный пласт сложен углефицированными аргиллитами, реже углями. Аргиллиты имеют темно-серую и черную окраску, с обилием углефицированного растительного детрита и шлама. Угли черные, матовые, с включениями пирита, неравномерно глинистые. Величина естественной радиоактивности опорного пласта, сложенного углистыми аргиллитами, в среднем составляет 21 мкР/ч, а диаметр скважины увеличивается до 25–28 см.