

ПОДГОТОВКА РЕЗУЛЬТАТОВ ПЕРЕИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГИС ПО ПЛАСТУ D_1 С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СУБД “СИГМА” ДЛЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

В настоящее время в ОАО “Татнефтегеофизика” оцифровано и переинтерпретировано более 9,5 тыс. скважин, в большей части по интервалам терригенного девона. С целью обобщения и визуализации полученного материала была предпринята попытка создания современной базы данных ГИС на основе одной из многочисленных программ СУБД. Была выбрана СУБД “Сигма”, как наиболее доступная, простая в обращении и динамично развивающаяся. Кроме того, есть возможность использования и хранения в этой программе практически всего спектра геолого-геофизической информации.

Для опробования СУБД нами был взят пласт D_1 на одном из участков Миннибаевской площади, включающем 50 скважин, результаты по которым представлены в соответствии с существующим стандартом предприятия ОАО “Татнефть” и графом обработки данных ГИС в ОАО “Татнефтегеофизика”. Граф нацелен на результаты только по кондиционным коллекторам. Значения пористости, глинистости, проницаемости и т. д. ниже кондиционных отбраковываются оператором на одном из этапов интерпретации. Оставшимся коллекторам присваиваются соответствующие индексы. После загрузки в СУБД получаем геологическую модель участка. Площадная корреляция выделенных пропластков затруднена в связи с тем, что во многих скважинах их заглинизированные аналоги не выделены (отбракованы). Как и во многих других подобных СУБД это приводит к переплетению слоев, несовпадению структурных планов и т. д. (рис. 1). Пласты прокоррелированы по стратиграфическому принципу: залегают субгоризонтально и субпараллельно вмещающим границам напластования.

Учитывая, что пласт D_1 является единым природным резервуаром, полученная трехмерная модель выглядит некорректной: отсутствующие интервалы (некондиционные пропластки) создают иллюзию разобщенности коллекторов и не позволяют представить пласт в виде единой гидродинамической системы.

На одном из этапов интерпретации данных ГИС, до отбраковки пропластков по кондиционным значениям, рассчитываются непрерывные результативные кривые по свойствам: пористости, глинистости, проницаемости по всему интервалу обработки. Собственно, эти значения выдаются и в окончательных результатах, но уже в виде таблицы осредненных цифр по пропласткам, однако фактически они не используются.

Для того чтобы дополнить картину геологического строения, решено было использовать эти данные (непрерывные кривые K_p , K_{gl}). Здесь возникла проблема с индексацией пластов, принятой в ТатАСУ. Существующей индексации явно недостаточно, а создание дополнений — это совершенно отдельная работа. В то же время для по-

строения геологической модели необходимо, чтобы каждый объект имел свое имя, иначе неизбежны ошибки. Таким образом, возникла задача проиндексировать все пропластки. Одновременно возник вопрос о принципах корреляции пропластков внутри пласта-коллектора. Если традиционно коррелировать пропластки субпараллельно границам напластования, мы получим слоисто-неоднородный разрез, учитывающий лишь латеральную изменчивость коллекторов. Опираясь на тот факт, что пласт D_1 формировался в условиях отсутствия пространственного консерватизма, в соответствии с фациальным законом Головкинского-Вальтера можно предположить, что латеральные фациальные ряды переходят в субвертикальные наклонные (рис. 2). Это значит, что традиционный способ прослеживания слоев не дает полного представления о пространственном строении пласта как единого коллектора.

Чтобы применить закон Головкинского-Вальтера на практике, необходимо определиться с возможностью применения понятия “фация” при работе с результатами интерпретации ГИС. Начиная с 70-х годов XX в. в зарубежной и отечественной печати появляется термин “электрофация”, основанный на литофациальном анализе кривых каротажа, обсуждаются способы расчленения пород с помощью кластерного анализа. Предложенные методики, направленные на идентификацию данных ГИС литофациями, до сих пор остаются дискуссионными и мало применимы на практике.

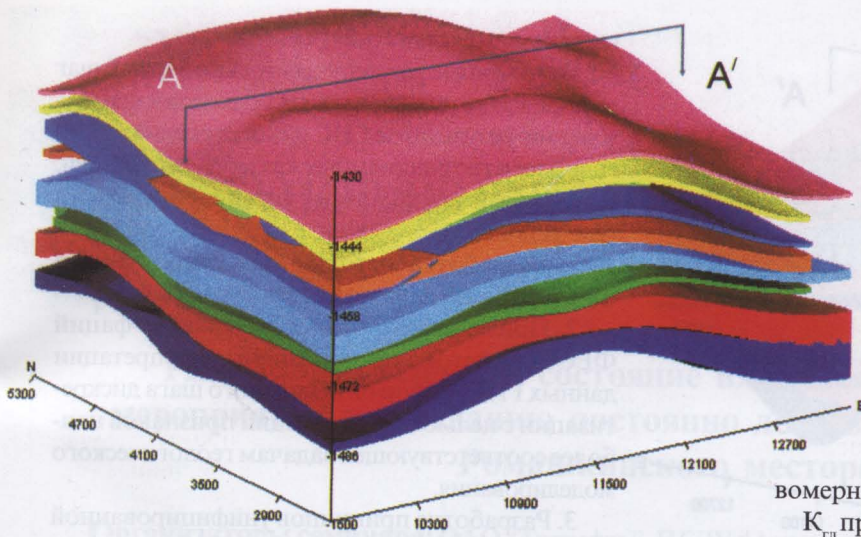
При работе с данными каротажа на первый план выступает не понятие “литофация”, определенное как однородное по составу горных пород геологическое тело, а понятие “фация фильтрационно-емкостных свойств” (термин предлагаемый авторами), как совокупность горных пород с идентичным ФЕС. При этом в составе одной “фации ФЕС” могут находиться одновременно и глинистые песчаники и алевролиты.

Таким образом, если коррелировать пропластки по площади, исходя из значений их ФЕС, будет получена совсем иная картина по сравнению с традиционной корреляцией по форме кривых. С применением такого подхода была построена геологическая модель участка Миннибаевской площади (рис. 3).

Во-первых, мы не видим здесь отсутствующих интервалов, т.к. в корреляции участвуют все пропластки, в том числе и с некондиционными значениями ФЕС.

Во-вторых, мы получаем объемную модель резервуара, позволяющую несколько иначе посмотреть на особенности его геологического строения и условий образования и в какой-то степени делать прогноз строения пласта в межскважинном пространстве.

В качестве “пробы пера” для определения понятия



Геологический профиль по линии А-А'.

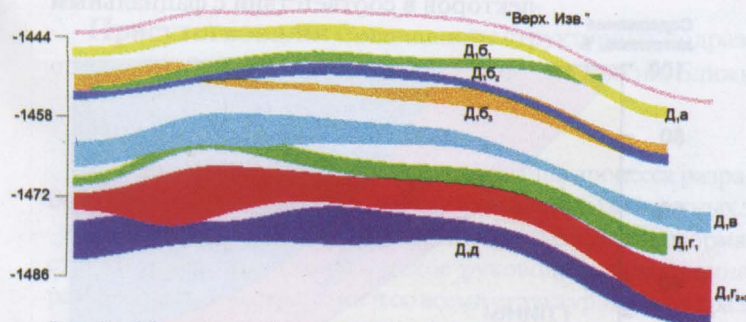


Рис. 1. Объемная модель и геологический профиль высокопористых коллекторов пласта Д, участка Миннибаевской площади (положение слоев не отредактировано).

“фашия ФЕС” авторами были использованы лишь два значения $K_{п}$ и $K_{гп}$, полученные в результате интерпретации данных ГИС. Их соотношением определяется свойство “фашия ФЕС”. Распределив значения этих коэффициентов с шагом дискретизации 5% и присвоив им индексы: для $K_{п} = 0 - 5\%$ (А); 5 - 10% (Б); 10 - 15% (В) и т.д.; для $K_{гп} = 0 - 5\%$ (1); 5 - 10% (2); 10 - 15% (3), получим ин-

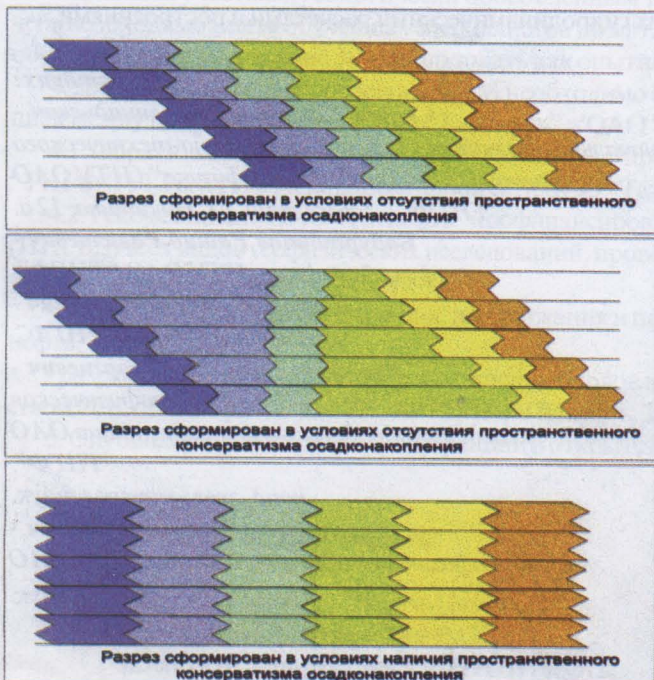


Рис. 2. Варианты переходов латеральных фашиальных рядов в вертикальные.

дексы “фашия ФЕС”. Например, пласт с $K_{п} = 25\%$ и $K_{гп} = 10$ будет иметь индекс Д₂. Чтобы избежать повторений в разрезе каждой скважины необходимо применить еще и числовое значение “фашия ФЕС”, так как в разрезе могут быть встречены две и более одинаковых “фашия ФЕС”. Авторами использовано для этого отношение $K_{п} / K_{гп}$. Для стратиграфической привязки добавляется индекс реперного пласта и номер фашия относительно последнего. Положение пласта 52890-Д2-2.5-3 определяется как второй сверху от “верхнего известняка” (рис. 4).

Необходимо сказать несколько слов о правомерности использования лишь двух параметров $K_{п}$ и $K_{гп}$ при корреляции пропластков. Существует известная зависимость Кормильцева Ю.В. (рис. 5) коэффициентов начальной, текущей и остаточной нефтенасыщенности от $K_{п}$, которая широко использовалась в 90-е годы для построения карт текущей нефтенасыщенности по данным ГИС. Нетрадиционный анализ распределения граничных значений $K_{п}$ позволяет нам сделать неожиданные выводы. Область насыщения, расположенная выше кривой $K_{п}$ начальной, соответствует содержанию связанной воды в пласте и может быть оценена в процентах от общего объема породы как условный литотип “глины” (поскольку известно, что наибольшей сорбирующей поверхностью обладает именно этот литотип). Область насыщения, расположенная ниже кривой $K_{п}$ остаточной, насыщена нефтью, которую уже невозможно вытеснить из низкопроницаемой части пласта. Можно оценить её как содержание условного литотипа “алевролиты”. Область между двумя этими кривыми, содержащую нефть, способную к вытеснению, можно оценить как литотип “песчаники”. Таким образом, возможно определение соотношения условных литологических компонентов по одному только параметру $K_{п}$ (рис. 6). К сожалению, существующие методики интерпретации настроены только на высокопористые (кондиционные) коллектора, поэтому нередки случаи определения отрицательных значений $K_{п}$ в низкопористых пластах при автоматизированной интерпретации. Поэтому в процесс комплексной идентификации пласта по данным интерпретации ГИС включен параметр $K_{гп}$. В низкопористых пропластках его значение также искажено.

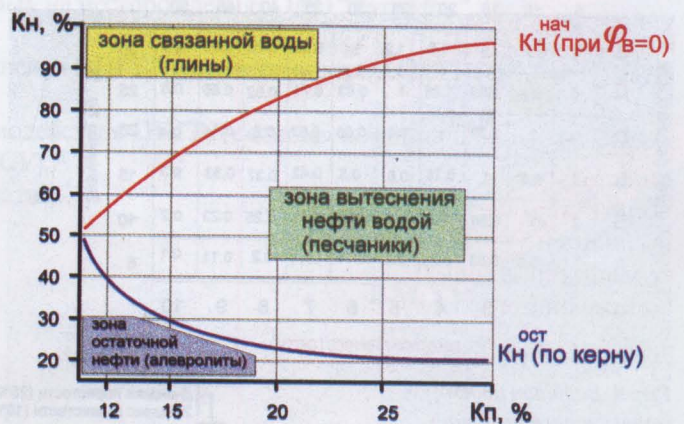
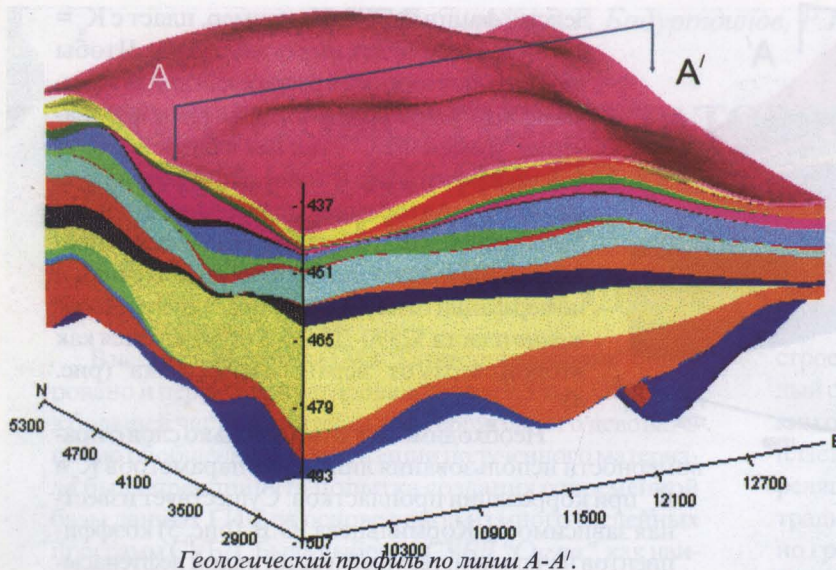


Рис. 5. Зависимость начальной и остаточной нефтенасыщенности от $K_{п}$ пласта (Кормильцев, 1993).



Геологический профиль по линии А-А'.

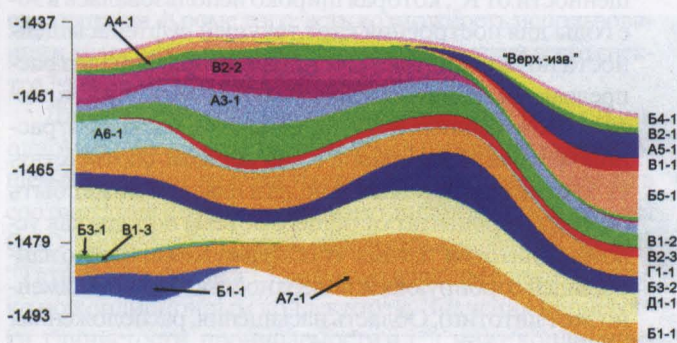


Рис. 3. Объемная модель и геологический профиль полного разреза пласта Д₁ участка Миннибаевской площади (индексы пропластков приведены в частичном соответствии с рис. 4, дается имя фации и номер ее положения в разрезе).

Но для качественного анализа при корреляции разрезов скважин и изучения геологического строения пласта коллектора в целом применение этих параметров, по мнению авторов, вполне обосновано.

Применение описанных подходов при геологическом моделировании позволило получить более ёмкое и, с точки зрения авторов, более достоверное представление о внутреннем строении пласта Д₁ и совершенно иную модель фильтрации для дальнейшего использования при

Значения Кал, %

	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50		
индекс пористости	Е	6	3	2	1.5	1.2	1	0.85	0.75	0.66	0.6	30
	Д	5	2.5	1.66	1.25	1	0.83	0.71	0.62	0.55	0.5	25
	Г	4	2	1.33	1	0.8	0.66	0.57	0.5	0.44	0.4	20
	В	3	1.5	1	0.75	0.6	0.5	0.42	0.37	0.33	0.3	15
	Б	2	1	0.66	0.5	0.4	0.33	0.28	0.25	0.22	0.2	10
А	1	0.5	0.33	0.25	0.2	0.16	0.14	0.2	0.11	0.1	5	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		

индекс глинистости

Рис. 4. Вариант индексации фаций фильтрационно-емкостных свойств (фаций ФЕС).
 Имя фации
 Д-индекс пористости (25%)
 2-индекс глинистости (10%)
 Н-Д2-2.5-3 - Положение в разрезе
 Числовое значение фации
 Индекс опорного пласта

гидродинамических построениях.

Изложенные результаты - только первый шаг в направлении поисков новых подходов к использованию результатов ГИС для построения геологических и гидродинамических моделей залежей. В этой связи авторы ставят перед собой следующие задачи:

1. Разработка методик выделения "фаций ФЕС" по более широкому спектру признаков.
2. Применение методик выделения "фаций ФЕС" при автоматизированной интерпретации данных ГИС, выбор оптимального шага дискретизации с целью генерализации признаков наиболее соответствующей задачам геологического моделирования.
3. Разработка принципов унифицированной классификации пропластков внутри пластов коллекторов в соответствии с фациальным

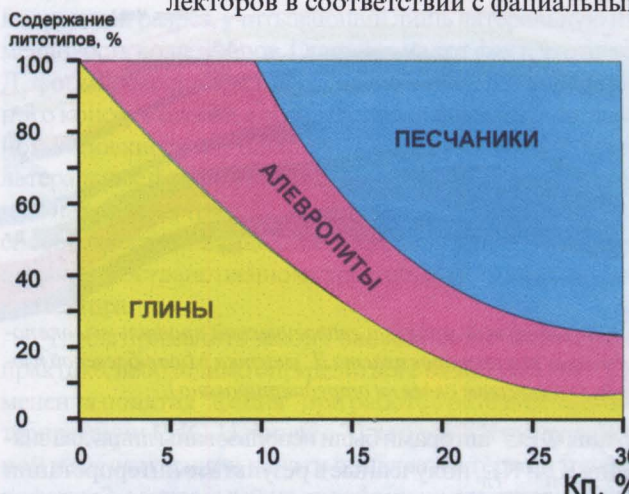


Рис. 6. Соотношение условных литологических компонентов в зависимости от Кп определенному по данным ГИС (Рогожин, 2000).

анализом данных ГИС.

4. Построение геологических моделей и опробование их гидродинамическими расчетами и построениями.

Об авторах:

Скачек Константин Геннадьевич - начальник тематической партии Научно-технического Управления ОАО "Татнефтегеофизика" (НТУ ОАО "ТНГФ"), г. Бугульма, ул. Никитина, 12 а.

Бадуртдинов Рашид Равильевич - ведущий геофизик НТУ ОАО "ТНГФ".

Юсупов Рустем Изильевич - начальник НТУ ОАО "ТНГФ".

Рогожин Владимир Георгиевич - главный геолог ЦКПО и ГМ, геофизическая экспедиция обработки и интерпретации ОАО "ТНГФ",

канд. геол.-минерал. наук.

Кормильцев Юрий Васильевич - главный геофизик тематической партии НТУ ОАО "ТНГФ", канд. техн. наук.