

Рис. 3. Зависимость проницаемости пород (керна) от общей (керна) и вторичной (ГИС) пористостей

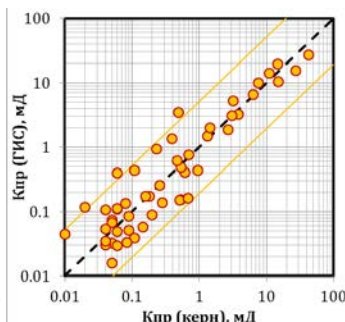


Рис. 4. Сопоставление проницаемости, определенной по керну и ГИС

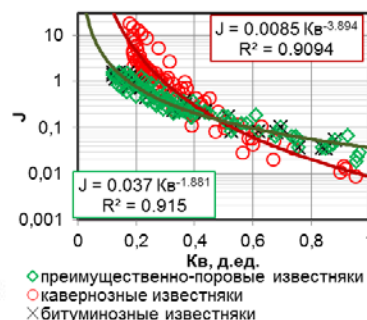


Рис. 5. Зависимость водонасыщенности пород от J-функции Леверетта

Таким образом, использование предложенных выше подходов к моделированию сложнопостроенного карбонатного резервуара позволило провести литологическое и петрофизическое моделирование, выполнить подсчет запасов углеводородов дифференцированно по двум типам коллекторов, что позволит улучшить качество гидродинамического моделирования и более взвешенно подойти к выбору точек для дальнейшего бурения на изучаемом месторождении.

Литература

1. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. – М.: Недра, 1982. – с 307-310.
2. Добрынин В.М. Изучение пористости сложных карбонатных коллекторов // Коллекторы нефти и газа, 1991. – № 1. – С. 64-72.
3. Фертл В.Х. Спектрометрия естественного гамма-излучения в скважинах // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом, 1983. – № 5. – С. 11-19.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ СЕДИМЕНТАЦИОННЫХ СТРУКТУР И ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ФАЦИЙ ПОБЕРЕЖЬЯ ПО ДАННЫМ КАРОТАЖА (ЮРСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ)

Ф.С. Пракойо

Научный руководитель профессор В.И. Исаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. Одна из актуальных задач в нефтегазовой геологии и геофизике – прогнозирование фаций отложений для оценки продуктивности пластов. Характеристики каротажей, седиментационных структур позволяют прогнозировать тип фаций, фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пластов. Автор построил типовые модели фаций, используя информацию по более чем 100 месторождениям мира, определил для каждого типа фаций характерную седиментационную структуру [2], диапазон и характер каротажных данных (ПС, КС, ГК) и диапазон ФЕС (пористость, проницаемость). Далее автор проверяет достоверность своей классификации на реальных данных бурения и каротажа глубоких скважин одной из площадей на севере Томской области.

Авторская типизация фаций. Автор пользуется тремя основными системами фаций: континентальная система, включающая эоловую, речную и аллювиальную фации; прибрежно-морская система, включающая озерную, дельтовую, лагунную и шельфовую фации; морская система, включающая турбидитовую, оползневую и глубоководно-морскую фации. Модели седиментационных структур фаций построены как главная информация геологического объекта, которая определяет характеристики ФЕС (табл. 1).

Также определена для каждой фации модель каротажа ПС, ГК, КС, предназначенная для литолого-фациальной интерпретации геофизических данных.

На месторождениях могут случаться разные геологические процессы. Так, в процессе погружения отложений на большие глубины существенно изменяется их состав, строение, физические свойства и это необходимо учитывать при интерпретации диаграмм промыслово-геофизических исследований. Поэтому автор построил соответствующие модели «фаций» эпигенетически измененных коллекторов, сформированных разными постседиментационными процессами.

Апробация авторских прогностических моделей. Автором проведена работа по геофизическому прогнозированию фаций для юрских отложений в северной части Томской области. Особенности седиментогенеза и ФЕС юрских отложений (горизонт Ю₁ мощностью от 3 до 30 м) спрогнозированы автором по результатам комплексного литолого-фациального анализа с непосредственным привлечением материалов ГИС (кривых ПС, КС, ИК и ГК).

На первом этапе типизации изученных разрезов выделены три типа отложений васюганской свиты - пласт Ю₁¹, пласт Ю₁² и пласт Ю₁³. Пласт Ю₁¹ составляет от 5 до 12 м, мощность пласта Ю₁² – от 3 до 13 м, пласт Ю₁³ значительно мощнее – от 8 до 30 м.

Согласно седиментационным моделям автора, по каротажным характеристикам, интерпретации литологии по А.В. Ежовой [1], пласт Ю₁¹ – это преимущественно средне-мелкозернистые песчаники, алевролиты, углистые аргиллиты, местами нефтенасыщенные. Анализ каротажных кривых показывает, что по геофизическим характеристикам эти отложения подходят под определенный тип фации – «прибрежно-морская дельтовая» (табл. 2). Надо заметить, что в 7 из 8 скважин модели автора подтверждаются (продуктивностью).

Для пласта Ю₁² по данным каротажа 14 скважин достоверно подтверждается авторский тип фации (прибрежно-морская дельтовая) только по 2 скважинам. По остальным 12 скважинам нет данных о ФЕС и продуктивности. Поэтому данные каротажа пласта Ю₁³ использованы для непосредственного прогнозирования типа фации.

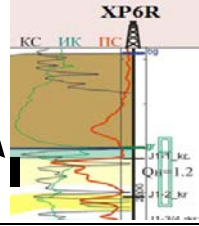
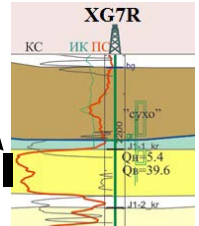
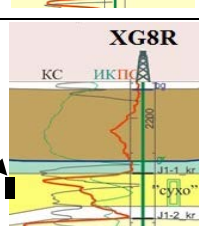
Таблица 1

Сводная характеристика седиментационных структур и ФЕС типовых фаций седиментации

Типы фаций		Возможные седиментационные структуры	Пористость (%)	Проницаемость (мД)
Континентальная	Эоловая	Фронтальный наклонный слой конуса выноса, диагональная слоистость, биотурбация, слоистость, дюны, биогенная структура	5–20	50–800
	Речная	Галечниковый горизонт, канал обломков, диагональная слоистость, холмистое косое наслоение, врезание и заполнение структуры, залегание, залегание знак ряби, канал и выемка	0–23	0,001–1000
	Аллювиальная	Аллювиальные отложения и седиментационные структуры обычно образуются на основе горно-фронтсбросового уступа или другого крутого склона	5–25	0,0001–1000
Прибрежно-морская	Озерная	Трещины усыхания, микротонкие слои, параллельная слоистость, восходящая рябь, плоский слоистый ил и глина, колонная структура.	3–15	1–50
	Дельтовая	Линзовидная слоистость, волнистая слоистость, флазерная слоистость, диагональная слоистость, шевронная диагональная слоистость, линейная рябь, плоская слоистость, фронтальный наклонный слой конуса выноса, следы выпахивания структур, биогенная структура	12–34	10–1500
	Лагунная	Тонкослойчатые текстуры и обилие биотурбаций, вызванных корнями растений, линзовидная, волнистая, шевронная диагональная слоистость	6–19	10–1500
	Шельфовая	Характерна линзовидная, флазерная и шевронная диагональная слоистость, геопетальные структуры	1–22	Меньше 0,0001, 0,002–0,174
Морская	Турбидитовая	Нормальные седиментационные структуры и реверс пластов, илистый сортированный песок, конкреция, факельная структура, конволютная слоистость	10–25	1–2400
	Оползневая	Валунный песок и ил, оползневая структура	10–25	1–100
	Глубоководно-морская	Параллельная слоистость, биотурбация, микротонкие слои, карбонатный ил, куплет, шарово-подушечная структура, друпстон, холмистое косое наслоение, сжатие-разрыв структур, строматолитовая структура, биогенная структура	До 30	До 100, обычно меньше

Таблица 2

Пример прогнозирования и сопоставления типа фаций для пласта Ю₁¹

Интервал, м	Каротажи	Продуктивность фактическая	Литологии (по [1])	Тип фации (по автору)	Пористость, проницаемость (по автору)	Продуктивность (по автору)
2190 – 2198		Приток нефти 1,2 м ³ /сут	Средне-мелкозернистые песчаники Нефтенасыщенные	Прибрежно-морская дельтовая	12–34 %, 10–1500 мД	Высокопродуктивный коллектор
2204 – 2217		Притоки нефти – 5,4 м ³ /сут, воды – 39,6 м ³ /сут	Крупно-среднезернистые песчаники, нефтенасыщенные	Прибрежно-морская дельтовая	12–34 %, 10–1500 мД	Высокопродуктивный коллектор
2210 – 2215		Сухо	Мелкозернистые песчаники, углистый аргиллит	Прибрежно-морская дельтовая	12–34 %, 10–1500 мД	Высокопродуктивный коллектор

Заключение. В результате седиментологического анализа каротажных данных выполнен прогноз фаций верхнеюрских отложений и их ФЕС. Сопоставление прогноза с фактическими данными испытаний пласта Ю₁¹ показало, что выполненное прогнозирование для юрских отложений достаточно достоверное, на уровне 85 %.

Литература

- Ежова В.А. Применение системного анализа для расчленения и корреляции юрских терригенных разрезов на месторождениях углеводородов Томской области // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2007. – Т. 311. – № 1. – С. 59–63.
- Пракойо Ф.С. Седиментационные структуры песчаных коллекторов и их влияние на нефтегазоносность // Вестник Иркутского государственного технического университета. – Иркутск, 2013. – № 9. – С. 103–110.

ПОВЫШЕНИЕ ТОЧНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НЕФТЕНАСЫЩЕНИЯ ПЛАСТА-КОЛЛЕКТОРА Ю₁¹ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ «К» (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

А.А. Рогов

Научный руководитель зав. сектором петрофизики Д.С. Яшков
Открытое акционерное общество «Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа», г. Томск, Россия

В ряде скважин месторождения «К» выявлены несоответствия между прогнозируемой обводненностью по данным ГИС и фактической обводненностью испытанных скважин, причем прогнозная обводненность выше фактической в среднем на 15 %.

Актуальность исследования определяется тем, что в настоящее время действующая петрофизическая модель (ПМ) нефтяного месторождения «К» в ряде случаев не позволяет однозначно определять коэффициент водонасыщения (Кв) и характер насыщения. В связи с этим для уточнения ПМ были использованы ранее не учтенные керновые исследования, а также выявлены особенности неоднородного строения коллектора месторождения «К», что позволило более точно прогнозировать Кв и характер насыщения.

В ходе сопоставления прогнозной и фактической обводненности было выявлено 7 скважин, локализованных в одном районе месторождения, у которых прогнозная обводненность выше стартовой на величину от 7 % до 27 %.