

Также особое внимание уделяется постседиментационному переходу, определяемый температурой и давлением. В ходе проведения исследований фильтрационно-емкостных свойств юрских песчаников и алевролитов было отмечено, что с глубиной в разных литолого-фациальных зонах идет ухудшение пористости и проницаемости в коллекторах. Проницаемость в юрских песчаниках определяется размерами обломочного материала, а также составом цемента, к примеру, был обнаружен иллит в порах байосского песчаника, с тонкими волокнистыми сростками, это негативно сказалось на общаежности между поровыми каналами. В пределах Баренцева шельфа, юрский нефтегазоносный комплекс с нефтематеринскими породами можно подразделить на следующие типы: глинистые толщи нижней юры с органическим веществом гумусового типа; средней юры (аален-бат, келловей) с органическим веществом сапропелево-гумусового типов; верхней юры с органическим веществом сапропелевого типа [4].

Литература

1. Гаврилов В. П. Биостратиграфия и литофации нефтегазоносных отложений Баренцево-Карского региона. – 2010.
2. Dallmann W.K. Lithostratigraphic Lexicon of Svalbard. Upper Palaeozoic to Quaternary bedrock. Review and recommendations for nomenclature use. Committee on the Stratigraphy of Svalbard / Norsk Polarinstitutt. – 1999. – 320 pp.
3. Eva K. Halland (Project Leader), Andreas Bjørnstad, Ine Tørneng Gjeldvik, Maren Bjørheim, Christian Magnus, Ida Margrete Meling, Jasminka Mujezinović, Fridtjof Riis, Rita Sande Rød, Van T. H. Pham, Inge Tappel: Geology of the Barents Sea, p. 39.
4. Ступакова А. В. и др. Перспективы нефтегазоносности мезозойского разреза Баренцевоморского бассейна //Георесурсы. – 2015. – №. 2 (61).
5. Сулова А. А. Сейсмостратиграфический анализ и перспективы нефтегазоносности юрских отложений Баренцевоморского шельфа //Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т. 9. – №. 2. – С. 1-19.

ПОДГОТОВКА ДАННЫХ МИКРОСКАНЕРОВ И ФОТО КЕРНА ДЛЯ СОВМЕСТНОГО АНАЛИЗА И УВЯЗКИ

Ким В.В., Полянский В.А.

Научный руководитель - доцент В.П. Меркулов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При планировании разработки месторождений важным аспектом является определение литологических характеристик продуктивного пласта – текстурные особенности породы, эффективная мощность, анизотропия проницаемости, что является наиболее актуальным при разработке карбонатных коллекторов. Геофизические исследования скважин являются универсальным инструментом для установления общих закономерностей напластования, определения типа фациальной обстановки. Также с помощью каротажных диаграмм можно сделать предположение о насыщенности пород флюидом и произвести расчеты фильтрационно-емкостных параметров среды, например, пористости.

Однако геофизические исследования скважин не гарантируют абсолютной точности, поскольку лишь показывают величину физических полей, регистрируемых в породах. Это позволяет сделать предположение о характеристиках породы, но не раскрывает всю неопределенность. Причиной этого является тот факт, что физическое поле, регистрируемое в скважине, может быть результатом отклика разных типов горных пород. Для улучшенного понимания свойств фильтрационной среды необходим комплексный анализ, подразумевающий сопоставление результатов исследований различного рода, выявление общих закономерностей, их интерпретация и увязка.

FMI (Formation Micro Imager) – электрические микроимиджер, представляющий собой каротажное устройство, разработанное компанией Schlumberger, для получения изображения внутренней поверхности вдоль ствола скважины. При помощи этого изображения можно определить параметры имеющихся зон трещиноватости. Микроимиджер регистрирует данные с помощью большого количества электродов, которые находятся на восьми башмаках прибора. Электрические токи направляются в горную породу за счет контура фокусировки. В регистрируемом сигнале выделяется две составляющие – низкочастотная и высокочастотная. Первая используется для определения петрофизических и литологических характеристик горной породы, вторая – для детализации данных. Глубина зондирования составляет 762 мм, что сопоставимо с глубиной зондирования приборов каротажа. Изображение FMI калибруется по опорному низкочастотному сигналу сопротивления, зарегистрированному самим прибором, или по данным сопротивления, зарегистрированные другими приборами бокового каротажа

В список основных задач FMI входят структурный и текстурный анализ, анализ трещиноватости и вторичной пористости, анализ напряжений пород, оценка состояния ствола скважины, а также детальная привязка и ориентирование керна, макрофациальный анализ.

Подготовка фото, полученных с помощью электрического микроимиджера, прежде всего, требует отображения данных так, чтобы правая и левая стороны изображения соответствовали северному азимутальному направлению (рис. 1).

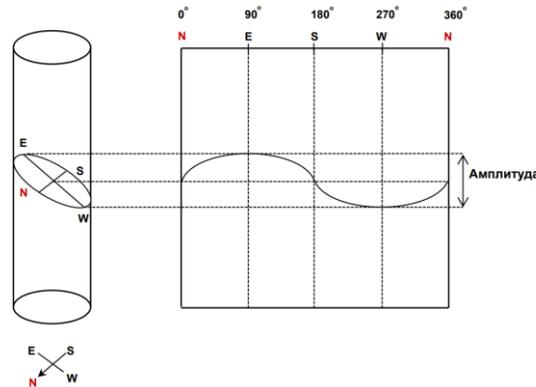


Рис.1 Определение азимута трещины и угла ее падения на основе данных микроимиджера (FMI)[2]

Для осуществления поставленных задач в первую очередь необходимо по полученным данным имиджера провести анализ трещиноватости, что включает в себя качественную и количественную её оценку. С целью определения преобладающего направления трещиноватости для последующего планирования размещения скважин и обеспечения фильтрации флюида к ним, определяют углы падения и азимуты простирания трещин. Для этого используются диаметр скважины и величина амплитуды синусоиды, полученных на основе изображения данных FMI, приведенного к виду, представленному на рисунке 1 [3].

К количественной оценке трещиноватости горной породы также можно отнести следующие параметры:

- длина трещин;
- раскрытость трещин;
- проницаемость трещин;
- густота или удельная плотность трещин.

Выделяют проводящие трещины, которые распознаются на имиджах как аномалии проводимости, а также залеченные трещины, под которыми понимают аномалии сопротивления. Обычно в качестве таких аномалий подразумевают наличие в трещинах кальцита, кварца, пирита или глины. Далее приступают непосредственно к количественной оценке трещиноватости, основной задачей которой является определение раскрытости трещины, так как именно от нее зависят существенные влияния на дебиты скважин [4].

При анализе вторичной пористости производят выделение зон преимущественно кавернозных интервалов, после чего проводят ее качественную характеристику. В основе расчетов лежит уравнение Арчи-Дахнова в промытой зоне.

Выделив и определив все трещины и каверны на имиджах проводят текстурный анализ, по которым выделяют терригенные отложения или карбонатные.

Поскольку процесс бурения может вызвать образование в скважине, так называемых, техногенных трещин и вывалов, производится анализ напряжений пород (рис. 2). На основе наличия техногенной трещиноватости или вывалов возможна оценка направления максимального и минимального горизонтальных стрессов.

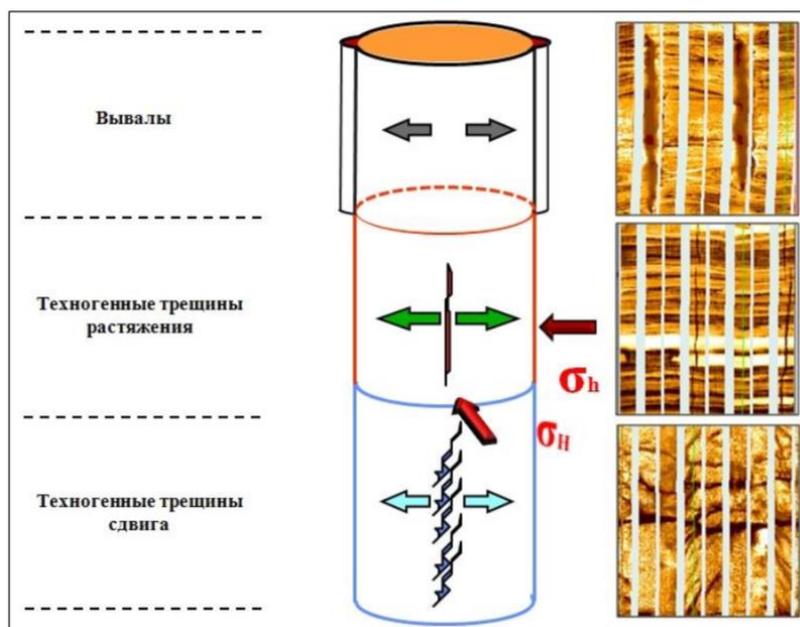


Рис.2 Анализ напряжений пород

Стоит упомянуть, что техногенные трещины образуются в направлении параллельном к направлению максимального горизонтального напряжения. В то время, как вывалы образуются в направлении параллельном к направлению минимального горизонтального напряжения.

Отделение искусственных от естественных трещин – это довольно затруднительный процесс, однако в его основе лежит принцип постоянства данных – естественные трещины с гораздо большей вероятностью будут иметь пространственную согласованность в виде схожих на некотором интервале углов падения и азимутальных направлений.

В конечном итоге для дальнейшего сравнения данных FMI и керна, и проведения макрофациального анализа производят детальную увязку керна с имиджами FMI. При увязке этих данных необходимо производить ориентировку керна по положению референтной точки.

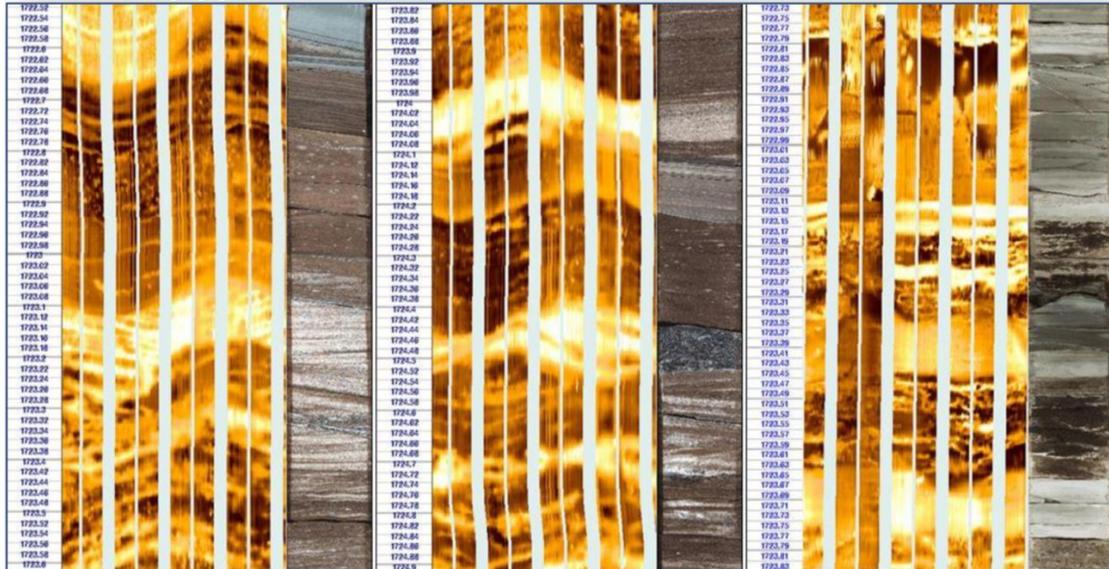


Рис.3 Пример детальной увязки керна

Применение скважинных микросканеров распространяется не только для карбонатных, но и для терригенных отложений в Западной Сибири. Учет качественного и количественной оценки трещиноватости с помощью FMI позволяет создавать наиболее правдоподобные трехмерные геологические модели, которые могут лечь в основу реалистичной гидродинамической модели месторождения. Комплексный анализ изображений FMI с интерпретированными параметрами преобладающих трещин, их типов, в увязке с фотографиями керна позволяет проводить качественный текстурный анализ пород продуктивного пласта, а также устанавливать закономерности фильтрационного течения с максимальной точностью.

Литература

1. FMI – азимутальный электрический микроимиджер [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.slb.ru/services/wireline/open_hole/imagers/fmi/.
2. Shafieezadeh, M. A New Approach towards Precise Planar Feature Characterization Using Image Analysis of FMI Image: Case Study of Gachsaran Oil Field Well No. 245 / M. Shafieezadeh, M. Ziaee, B. Tokhmchi. – 2014. – 8 p.
3. Borehole Imaging Tools – Principles and Applications / P. Gaillot, T. Brewer, P. Pezard, E. Yeh. – 2007. – 4 p.
4. Lorenz J. C., Cooper S. P. Atlas of natural and induced fractures in core. – John Wiley & Sons. – 2017. – 324 p.

ЭКСКЛЮЗИВНАЯ КАРТА МЕЗОЗОЙСКО-КАЙНОЗОЙСКОГО ТЕПЛОвого ПОТОКА ЗАПАДНЫХ РАЙОНОВ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ НА ФОНЕ ТЕКТОНИЧЕСКОЙ КАРТЫ ФУНДАМЕНТА ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ В.С. СУРКОВА

Крутенко Д.С.

Научный руководитель - профессор В.И. Исаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. Уже сделано достаточно много важных выводов о наличии закономерностей распределения теплового поля Земли. В ряду таких открытий – закономерное увеличение напряженности современного геотермического режима в направлении с юга на север [5], а также обнаружение корреляции величины тепловых потоков с возрастом складчатого фундамента и с проявлением более поздней тектоно-магматической активизации [1 и др.]. Складчатые блоки молодого возраста (герциниды) в фундаменте характеризуются в целом более высоким тепловым потоком по сравнению с древними складчатыми системами: каледонидами, салаиридами и байкалидами [7]. Тем не менее фундаментальный вопрос о природе вариаций глубинного теплового потока до сих пор остается без полного и обоснованного ответа.