

СЕКЦИЯ 10. ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

2. Даже при дальнейшем снижении дебита жидкости расчетные скин-факторы при тех же параметрах не будут превышать -4.0 -4.5.

Таблица

| Вид ГТМ | Результаты расчетов и факт после ГТМ | | |
|---------------------------|--------------------------------------|--------------------|------------------|
| | Дебит жидкости, м3/сут | Дебит нефти, т/сут | Обводненность, % |
| Перфорация | 2,0 | 1,2 | 20,0 |
| Перфорация + ГРП | 25,0 | 17,5 | 30,0 |
| 2 радиальных канала | 16,0 | 11,0 | 20,0 |
| 2 радиальных канала + СКО | 20,0 | 15,3 | 20,0 |

Сравнительный анализ результатов ГТМ, предлагаемых на бездействующей скважине:

- Перфорация вышележащего пласта на Скважине "Х"

1. Предполагаемые дебиты по жидкости и по нефти после расчета ГТМ получены не в промышленных масштабах, что исключает выбор данного ГТМ.

2. Обводненность при данном виде ГТМ возрастет будет гораздо быстрее, за счет образования депрессионной воронки, в которой вода будет перекрывать нижние участки перфорации.

- Перфорация вышележащего пласта + ГРП на Скважине "Х"

1. Предполагаемые дебиты по жидкости и по нефти после расчета ГТМ получены выше, чем при других видах работ. Но возросший дебит жидкости, компенсируется увеличенной запускной обводненностью, что в процессе эксплуатации будет характеризоваться быстрым темпом увеличения обводненности.

2. Обводненность при данном виде ГТМ возрастет будет в геометрической прогрессии, за счет образования депрессионной воронки из-за высокопроводимой трещины ГРП, в которой вода будет перекрывать перфорацию полностью.

- Бурение радиальных каналов + гидроструйная СКО на Скважине "Х"

1. Расчетные запускные дебиты по жидкости и по нефти – имеют промышленный объем для добычи винтовым насосом.

2. Рост обводненности должен идти более плавно в течении эксплуатации, также полное перекрытие интервалов пробуренных каналов будет происходить дольше, чем при обычной перфорации.

1. ГТМ на Скважине "Х" по технологии вскрытия пласта радиальными каналами + гидроструйная кислотная обработка каналов – является экономически обоснованным.

2. Данная технология показала более высокие результаты по сравнению с перфорацией на скважине "Х".

3. При производстве обоих типов работ требуется постановка бригады капитального ремонта скважин, так как обе операции требуют подготовки скважины, проведения самой технологической операции, а затем заключительные работы по спуску насоса.

Литература

1. Лягов И.А. Обоснование и разработка технологии вторичного вскрытия продуктивных пластов разветвленными скважинами сверхмалого диаметра: дисс. ... канд. техн. наук: 25.00.15. – СПб., 2014. – 211 с.
2. Сушко В.А. Комплекс для радиального вскрытия пласта Radialdrillingunit // Время колтюбинга. – 2009. – № 3 (28). – С. 40 – 44

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ВОССТАНОВЛЕНИЯ АЗИМУТАЛЬНОГО ИЗОБРАЖЕНИЯ С МИКРОСКАНЕРОВ FMI С ЦЕЛЮ ПОЛУЧЕНИЯ ДОСТОВЕРНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА

Фокиа Д.В.

Научный руководитель - профессор О.С. Чернова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

С точки зрения геологии разработка нефтяных и газовых месторождений в настоящее время может быть осложнена целым рядом причин: низкими мощностями продуктивных пропластков, наличием вторичной пористости, текстурной неоднородности и т. д. Для обеспечения максимального охвата пласта при разработке данные факторы должны быть учтены и изучены с помощью современного высокоразрешающего комплекса методов исследования скважины. На сегодняшний день, наиболее перспективным и высокотехнологичным методом, обладающим высокой разрешающей способностью, является применение скважинных микросканеров.

FMI (Formation microimager) был разработан в 1986 году компанией Schlumberger. Измеряемым параметром в процессе использования микросканера является удельное электрическое сопротивление.

Принцип действия FMI основан на регистрации имейджей микробокового каротажа в скважинах. На прибор подается напряжение, в результате чего дисковые электроды, расположенные в нижней части прибора, создают переменный ток, который, в свою очередь, регистрируются расположенными выше электродами. Имейджем (имиджем) называется графическое представление петрофизической характеристики разреза, полученное с помощью скважинных микросканеров. Для визуализации полученной по окружности ствола информации цилиндр «разворачивают» в плоскость с сохранением точной ориентации изображения в пространстве. Основой генерируемого

имейджа сопротивления пород, пересекаемых стволом скважины, является регистрация изменения тока дисковыми электродами.

Изменения сопротивления, которые связаны с изменениями литологических и петрофизических свойств горной породы интерпретируются на имейджах как текстурные особенности и внутрислоистовая слоистость, а также как трещины различного генезиса [2].

На сегодняшний день микросканерам FMI уделяется большое внимание, так как с их помощью решается много задач. Например, появилась возможность получения информации о продуктивности коллектора в тех случаях, когда она определяется особенностями текстуры и режимом седиментации горной породы. Кроме того, обладая высокой разрешающей способностью, микросканеры позволяют с легкостью определять эффективную мощность коллекторов, расположенных в разрезах с мелкомасштабной слоистостью, которые характерны для турбидитового и флювиального комплексов. С помощью этого метода удается расчленив интервал, толщина слоев в котором до 5 мм. В случае, когда номинальная разрешающая способность превышает размер прослоев, расчленение осуществляется сопоставлением итогов литофациального анализа с результатами оценки коэффициента песчаности, полученной по керну. Получаемые кривые распределения песчаных и глинистых пород имеют непрерывный характер и служат для оценки эффективной мощности и расчета необходимых для картирования параметров.

Кроме того, с помощью имейджей микросканеров можно производить интерпретацию седиментологических особенностей разреза, рассчитывать углы и азимуты падения по отдельным объектам, что дает возможность моделировать формы и направление простираения осадочных тел, а также определять основные петрофизические параметры пластов-коллекторов. Одним из наиболее важных преимуществ микросканеров является возможность оценки анизотропии проницаемости в интервалах трещиноватости, так как именно от анизотропии различных характеристик пласта зависит степень его охвата при разработке месторождения и выбор оптимального варианта заканчивания скважин [1]. Ввиду того, что наибольшее раскрытие каналов и преобладающее направление проницаемости имеет система трещин, которая ориентирована в направлении максимального горизонтального стресса, по имейджам микробокового сопротивления в трещиноватых коллекторах можно определять направления с наивысшей проницаемостью. Например, на рисунке 1а Темной волнообразной линией изображены стилолиты, которые могут выступать в роли вертикальных барьеров проницаемости.

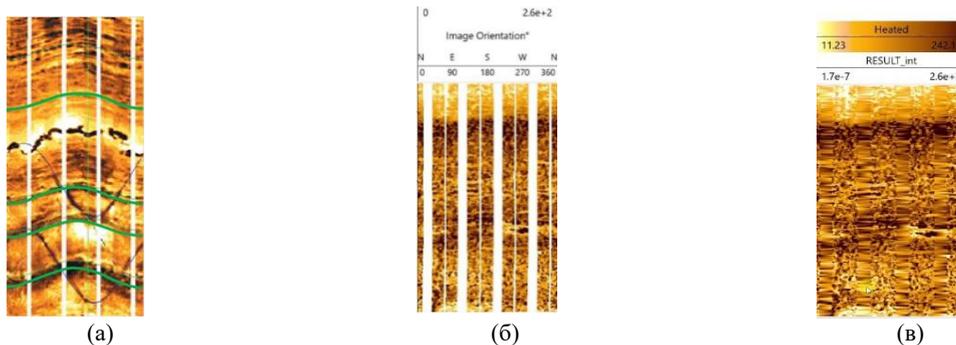


Рис. 1(а) Определение направлений максимальной проницаемости; (б) – Невосстановленное азимутальное изображение; (в) – Восстановленное азимутальное изображение

Безусловно, выше приведены далеко не все задачи, решаемые с помощью имейджей микробокового каротажа. Стоит отметить, с помощью данного метода геофизических исследований, имеющего высокую разрешающую способность, становится возможным решать задачи в условиях ограниченного отбора интервала керна. Однако наиболее эффективным использование пластовых электрических имейджеров становится как раз в совокупности его совместного анализа с данными керна. В результате становится возможным уточнить геологическую модель объектов разработки и отдельных ее параметров, с высокой точностью определить перспективные участки и его характеристики, проводить текстурный и фациальный анализ, а также анализ трещиноватости.

Кроме вышесказанного, у микросканеров FMI существуют также недостатки, например, после загрузки данных FMI в программное обеспечение Techlog и последующей их обработки, данные изображаются не полностью. На Рисунке 1(б) изображен планшет с обработанным массивом данных FMI, на котором присутствуют белые вертикальные полосы (пустоты). Данные полосы – отсутствующие значения, где запись не велась, так как ширина одной полосы – расстояние между записывающими устройствами. Соответственно, провести достоверную геологическую интерпретацию с учетом разного типа неоднородностей не представляется возможным в полной мере, так как требуется восстановить азимутальное изображения и произвести заполнение данных пустот.

Заполнение можно сделать, открыв массив FMI в ПО, где поточечно будут отображаться показатели удельных сопротивлений. Массив записи микросканеров, как правило, является трехмерным с пустыми, незаполненными ячейками. Заполнение ячеек возможно выполнить двумя способами – либо при помощи встроенного в Techlog блока языка программирования Python, либо (в случае если блок программирования в Techlog работает некорректно) путем выгрузки массива на устройство ЭВМ и далее преобразования массива отдельно от программного обеспечения Techlog.

Как можно заметить из рисунка 1(б), заполненные значения имеют тренд изменения в латеральном направлении (от 0° до 360°), соответственно, одним из простых способов заполнения пустых ячеек является метод интерполяции (осреднение) на базе крайних существующих значений. После загрузки данного скрипта (скрипта

интерполяции) в Techlog и применения его на существующей скважине, был получен результат, изображенный на рисунке 1(в).

Как видно из Рисунка 1(в), восстановленное изображение не является до конца достоверным с точки зрения геологии за счет грубого осреднения, следовательно, необходимо найти дополнительный и более детальный способ восстановления азимутального изображения.

В ходе исследовательской работы было предложено два варианта решения проблемы, один из которых заключался в использовании другого способа интерполяции, но без возможности устранить грубое осреднение, несмотря на меньшую ошибку. Второй вариант заключался в создании цикла, алгоритма для автоматического заполнения ячеек без показателей удельного сопротивления (пустых).

Основная мысль нового подхода поэтапно заключалась в следующем:

- 1) Преобразовать трехмерный массив данных FMI в двумерный;
- 2) Создать окно определенного размера (например, 1x180);
- 3) Описать для созданного окна цикл, который передвигает окно, пока ячейки заполнены, но при попадании пустых ячеек в окно, цикл завершает свою работу и останавливается;
- 4) Обучить алгоритм вывода функции по увиденным значениям.

Как говорилось ранее, показания значений в ячейках имеют определенный тренд по латерали, соответственно, необходимо создать алгоритм, который выводит функцию изменения данных значений и по полученной функции вставляет значения в пустые ячейки;

- 5) Алгоритм начинает свою работу при остановке цикла (окна);
- 6) На выходе - полностью заполненный массив;

В случае, если вышеописанная работа была произведена вне программного обеспечения Techlog, необходимым является также дополнительное преобразование двумерного массива в трехмерный с сохранением ориентации данных в пространстве.

Таким образом, в результате научно-исследовательской работы было получено теоретическое представление решения проблемы невозможности восстановления азимутальных изображений, полученных со скважинных микросканеров FMI, которое планируется применить на практике.

Литература

1. Абдуллин, Р.Н., Расхматуллина, А.Р. Пример практического применения информации о трещиноватости по данным комплекса ГИС и высокотехнологических методов [Текст] / Р.Н. Абдуллин // Георесурсы, 20(3), Ч.2 – Бугульма, 2018, с. 261 – 266.
2. Маглеванная, П.С. Использование скважинных микроимиджеров для решения геологических задач [Текст] / П.С. Маглеванная // Научный журнал российского газового общества. – Москва, 2015, с. 57 – 60.

ОЦЕНКА ИНФОРМАТИВНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА НА ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТАХ ПО КРИВЫМ СТАБИЛИЗАЦИИ ДАВЛЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Хагай Д.Э.

Научный руководитель - профессор О.С. Чернова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день основным источником информации при планировании и контроля разработки месторождения являются гидродинамические исследования скважин ГДИС. Выполнить полноценный охват исследований на действующем фонде затруднено в связи с технологическими и экономическими ограничениями. В этом свете весьма актуальным становится совершенствование методов определения гидродинамических параметров пласта на эксплуатационных объектах в процессе исследования.

В настоящее время в нефтяных компаниях, в связи внедрением новых ресурсосберегающих технологий выполняют большой объем бурения горизонтальных скважин, оснащенные системами погружной телеметрии (термоманометрические системы, ТМС), которые позволяют перейти от затратных и не всегда эффективных стандартных методов ГДИС к постоянному мониторингу и выборочной интерпретации данных, получаемых от скважин в постоянном режиме времени[1].

Обработка данных ТМС горизонтальных скважин существенно сложнее обработке данных скважин с наклонно направленным/вертикальным стволом. Это обусловлено тем, что геометрия скважины совершенно иная. На рисунке 1 представлена классическая модель притока скважины с горизонтальным окончанием. На производной давления последовательно выделяются режимы течения характерные для скважины с горизонтальным окончанием: