

## 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 возрастать 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 возрастать 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. Расчётные 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 внутрислоистая 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 имиджей 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 имиджам 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.

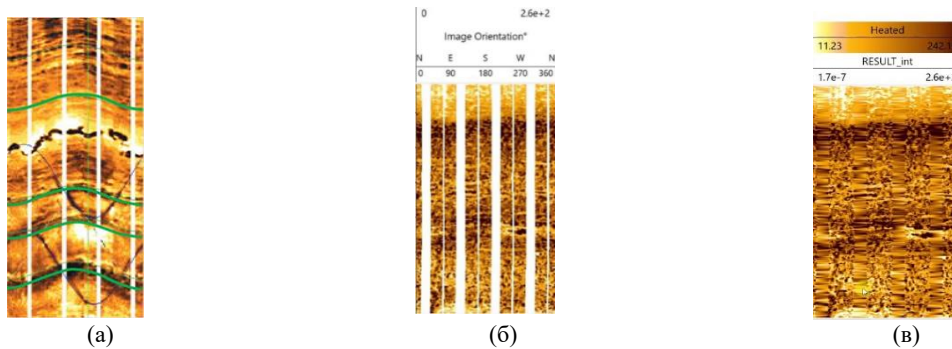


Рис. 1(а) Определение направлений максимальной проницаемости; (б) – Невосстановленное азимутальное изображение; (в) – Восстановленное азимутальное изображение

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: