

Жезлов А.С.,

студент

5 курс, факультет «Прикладная геология»

Высшая школа энергетики, нефти и газа

Северный (Арктический) Федеральный Университет

им. М.В. Ломоносова

Россия, г. Архангельск

Научный руководитель: Губайдуллин Марсель Галиуллович

**ИНФОРМАТИВНОСТЬ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ
ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ КОНТРОЛЕ РАЗРАБОТКИ ОДНОГО ИЗ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ
ПРОВИНЦИИ**

Аннотация: В современном мире, в условиях рыночной экономики, любая нефтяная компания пытается получить максимальную выгоду со своих месторождений. В ходе гонки за выгодой они всеми силами пытаются сократить время простоя своих скважин. В стороне не остаются и промыслово-геофизические исследования. Отказ от такого рода исследований или нарушение технологии проведения данных работ вводит скважину в зону риска. Не своевременно проведенные работы могут стать причиной остановки скважины.

Ключевые слова: Геофизика, нефть, газ, исследования, нарушения технологии

Annotation: In the modern world, in a market economy, any oil company is trying to get the maximum benefit from its fields. In the race for profit, they are doing their best to reduce the downtime of their wells. Field geophysical research is not left aside either. Refusal of this kind of research or violation of the technology for carrying

out these works introduces the well into the risk zone. Work not carried out on time can cause the well to shut down.

Key words: *Geophysics, oil, gas, research, technology disruption*

В современном мире, в условиях рыночной экономики, любая нефтяная компания пытается получить максимальную выгоду со своих месторождений. В ходе гонки за выгодой они всеми силами пытаются сократить время простоя своих скважин. В стороне не остаются и промыслово-геофизические исследования. Отказ от такого рода исследований или нарушение технологии проведения данных работ вводит скважину в зону риска. Не своевременно проведенные работы могут стать причиной остановки скважины. Методы ПГИ являются основными методами определения текущего состояния скважины. Они помогают вести контроль за разработкой исследуемого месторождения. Данные исследования помогают диагностировать проблемы скважины, на их же основе и формируются предложения по видам ремонта, которые в итоге помогают получать промышленный приток. Не стоит забывать, что у каждого исследования есть рекомендации по их проведению, которые помогают получить наиболее достоверную информацию об исследуемом объекте. Методы ПГИ также имеют эти рекомендации. Проведение оптимального комплекса, выдерживание технологии замера помогают повысить информативность данного комплекса. Стоит отметить, что важно не просто провести исследования, важно постараться получить наиболее информативный материал, который в последующем, помог бы сделать правильные выводы о текущем состоянии скважины. В данной статье будет рассмотрена информативность ПГИ на примере одного из месторождений Тимано – Печорской нефтегазоносной провинции.

С целью рассмотрения данной темы был проведен анализ ПГИ по трем скважинами исследуемого месторождения. В скважине 11 исследования проводились с целью определения причин обводнения. В скважинах 12, 1001

исследования были направлены на получение профиля притока и определение гидродинамических параметров.

В скважине 12 исследуемого месторождения комплекс ПГИ проводился с целью определения профиля притока и с целью проведения гидродинамических исследований (ГДИ).

По сопоставлению кривых термометрии, записанных в статике и динамике, наблюдается аномалия в интервале 1705,54 – 1709 м, связанная с работой пласта. Также в интервале 1679,91 – 1682 м выделяется аномалия, связанная со смешиванием флюида, выходящего из данного интервала с флюидом, который поднялся снизу. Приток со всего интервала перфорации однофазный плотность по кривой манометра в статике составляет 1,1 г/см³. Сводный планшет представлен на рисунке 1.

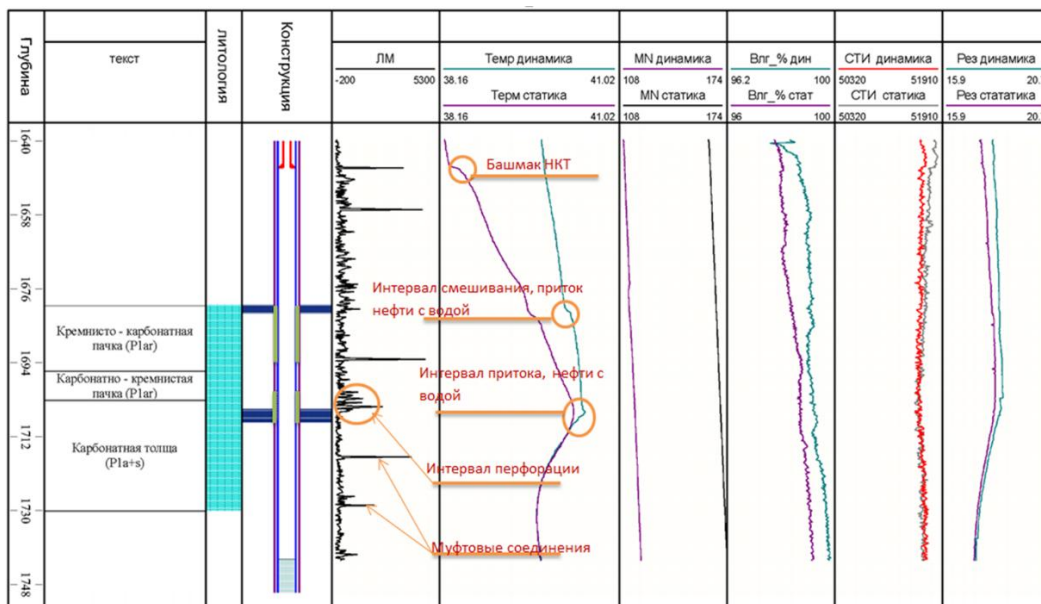


Рисунок 1. Сводный планшет по скважине 12

Была проведена оценка профиля притока по термограмме по двум методам: вне интервала смешивания, в интервале смешивания.

Вне интервала смешивания. Входные данные для расчета представлены в таблице 1 Был произведен расчет площади между кривыми фонового замера термометрии и замером в динамике по формуле

$$S = \frac{1}{2} * h * (a + b)$$

где h – толщина интервала, a – разница температур в кровле, b – разница температур в подошве.

Расчет нормированного коэффициента осуществлялся без априорной информации, учитывающей тип движущегося флюида и тепловые свойства вмещающего массива горных пород по формуле

$$B = \frac{S}{\Delta T}$$

где S – площадь трапеции между кривыми фонового замера и замеров в динамике, ΔT – разница температур в кровле и подошве кривой термограммы, записанной в динамике.

Далее были найдены процентные соотношения доли флюида в общем потоке, полученном на поверхности. Он составил 63:37 (рисунок 2).

Таблица 1.

Интервал, м	Название кривой	Показание в кровле, °С	Показание в подошве, °С	Разница температур, °С
1656 – 1664	Кривая в статике	38,81	39	
	Кривая в динамике	39,88	39,96	0,08
	Разница температур, °С	1,07	0,96	
1684 – 1690	Кривая в статике	39,75	39,9	
	Кривая в динамике	40,23	40,3	0,07
	Разница температур, °С	0,48	0,4	

Входные параметры для расчета дебита вне интервала

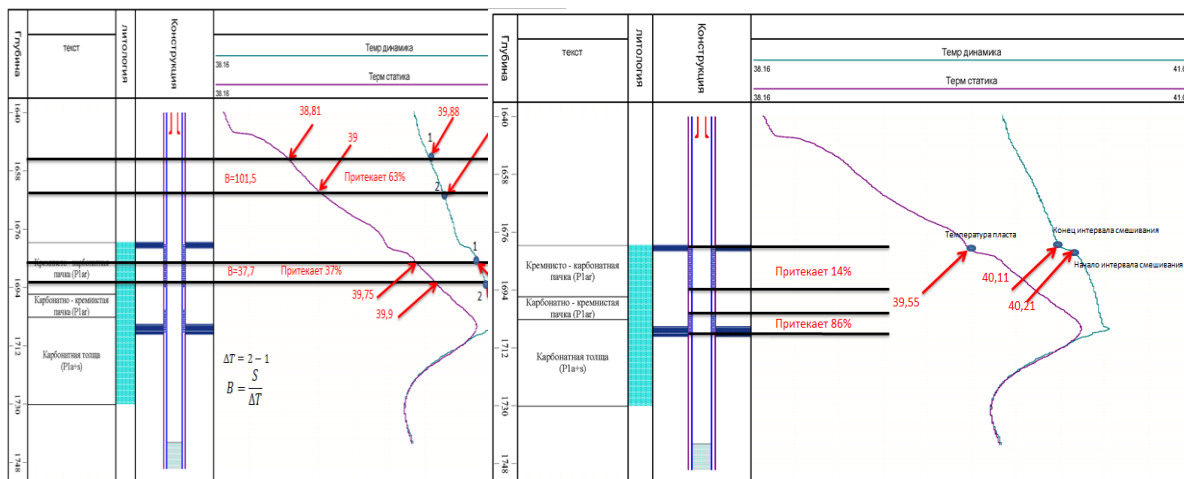


Рисунок 2. Расчет дебита по термометрии вне и в интервале смешивания

В интервале смешивания расчет выполнялся по формуле

$$\frac{Q_{\text{пл}}}{Q_{\text{см}}} = \frac{T_1 - T_{\text{см}}}{T_1 - T_{\text{пл}}}$$

где $Q_{\text{пл}}$ – дебит пласта, $Q_{\text{см}}$ – дебит смеси T_1 – температура подходящего флюида, $T_{\text{см}}$ – температура образованной смеси, $T_{\text{пл}}$ – температура пласта.

При расчетах использовались следующие входные параметры $T_{\text{пл}} = 39,55$ °C, $T_{\text{см}} = 40,11$ °C, $T_1 = 40,21$ °C (рисунок 2). Получились следующие значения 14:86, что не сходится с методикой подсчета дебита вне интервала притока.

Итак, результаты расчета двумя описанными способами резко расходятся между собой, есть сомнения в достоверности и того и другого способа оценки. Наиболее вероятная причина данного расхождения – неопределенность в величине фонового распределения температуры. Дело в том, что оба способа предполагают, что аномалии температуры, связанные с притоком, формируются на фоне стационарного распределения температуры. Но это не так. По данным промысла периоду исследования предшествовала нестабильная циклическая работа скважины.

Скважина отработывалась на трех режимах, после чего была закрыта для записи кривой КВД. После записи кривой КВД была прописана кривая в статике.

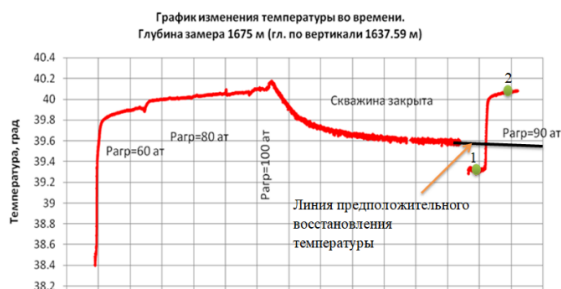


Рисунок 3. График изменения температуры и давления во времени

Видно, что непосредственно перед запуском (точка 2 на рисунке 3) скважина ведет себя нестабильно. Результаты измерений давления (рисунок 3) показывают, что оно еще продолжает восстанавливаться в то время, как температура скачкообразно снижается, что может быть связано с поглощением пластом рабочей жидкости (точка 1 на рисунке 3). Если это так, то сделанный в этот период термозамер использовать в качестве фонового нельзя. Фоновое значение температуры должно быть выше, соответствуя поведению температуры при более ранних временах периода простоя скважины. На рисунке это соответствует «линии предположительного восстановления температуры».

Для выхода из сложившейся ситуации измеренное фоновое распределение температуры было скорректировано с учетом факта, что фоновая температура в цикле ПГИ должна уменьшаться, приближаясь к геотермическому значению. Было определено процентное соотношения доли флюида в общем потоке по примерно выбранной кривой фонового распределения температуры. Были найдены процентные соотношения доли флюида в общем потоке, полученном на поверхности. Они составили 49:51. Также произведен подсчет процентного соотношения доли флюида в общем потоке (в интервале смешивании). Получились следующие значения 36:64. Расхождение стало гораздо меньше, что ближе к реальности. В принципе можно продолжить процедуру подбора «правильной» фоновой кривой, добившись полного совпадения результатов расчета по двум методикам. Но вряд ли эта формальная процедура имеет смысл. Ведь понятно, что в рассматриваемых существенно нестационарных условиях точность расчетов как с помощью одной, так и другой экспрессных методик –

весьма мала. Мы можем оценить лишь порядок расхода и доли пластов в притоке.

Чтобы повысить достоверность подобных расчетов в будущем необходимо существенно модернизировать технологию проведения термических исследований.

Замеры в статике и динамике должны проводиться через минимально возможное время, провели замер в статике, и как только скважина заработала нужно проводить замер в динамике. Также важно для термометрии проводить не один замер в динамике, а ряд замеров, которое бы характеризовали изменение теплового поля во времени, ведь именно на основе изменения и проводится анализ того, что и как работает. Также как было рассмотрено выше замер в статике должен быть проведен при условии, что длительное время скважина не работала, чтобы не было наложения эффекта работы скважины, что и было продемонстрировано в скважине 12.

В скважине номер 12 была продемонстрирована запись кривой термометрии в статике, которая на самом деле никаким образом не отражает тенденции восстановления термического поля. Поэтому, прежде всего, стоит четко различать кривые фоновой записи от кривых, записанных динамике. Также для повышения информативности стоит проводить больше разновременных исследований, которые помогли бы проследить тенденцию изменения термического поля во времени.

Использованные источники:

1 Стрельченко В.В. Геофизические исследования скважин: учеб. для вузов. М.: Макс-Пресс, 2008 – 552с.

2 Геофизические исследования скважин: справочник мастера по промысловой геофизике / В.М. Добрынин [и др.] / под ред. В.Г. Мартынова, Н.Е. Лазуткиной, М.С. Хохловой – М.: Инфра-Инженерия, 2009. - 960с.