

УДК 550.83

**Пономарева Марина Викторовна**

к.т.н., доцент КарГТУ.

E-mail: mv\_ponomareva18@mail.ru

**Пак Дмитрий Юрьевич**

к.т.н., КарГТУ.

E-mail: Pak\_kargtu@mail.ru

**Сагиндыков Кайрат Исламитдинович**

магистрант гр. ГФМ-14, КарГТУ.

г. Караганда, Республика Казахстан

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК ПЛАСТОВ В ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИНАХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АЩИСАЙ

### Аннотация

Приведены результаты исследований, проведенных комплексом ГИС в эксплуатационной скважине нефтяного месторождения Ащисай. Исследования проводились в работающей и остановленной скважине. По результатам интерпретации выделены работающие интервалы, заколонные перетоки.

### Ключевые слова

Эксплуатационная скважина, термометрия, барометрия, резистивиметрия, влагометрия, работающие интервалы, заколонные перетоки

Месторождение Ащисай в административном отношении находится в Теренозекском районе, Кызылординской области, Республики Казахстан. Ащисайская структура представляет собой среднее по размерам брахиантиклинальное поднятие с двумя вершинами. По результатам поисковых работ на Ащисайском месторождении выявлена пластовая сводовая залежь в арыскупском горизонте неокома (М-II) и две пластовые тектонически экранированные залежи в верхнеюрских отложениях [1, с. 147]. На дату первого оперативного подсчета запасов по данным сейсморазведки предполагалось наличие единой залежи нефти в пределах обширной антиклинальной структуры. По данным последующего разведочного бурения были выявлены шесть изолированных купола к которым приурочены шесть залежей нефти. Места притоков жидкостей в скважину устанавливают методами сопротивления, термическим, фотоэлектрическим и т.д [2, с.15,16].

Определение профиля притока и заколонных перетоков проводилось в скважине №Х6.

В скважине для решения поставленных задач были выполнены следующие исследования:

1. В работающей скважине: термометрия, барометрия, резистивиметрия, влагометрия, СТД (термоиндикатор притока), гамма-каротаж, локатор муфт в масштабе 1:200, в интервале 1170.0-1218.0 м.

2. В остановленной через 1 и 2 часа скважине: термометрия, барометрия, резистивиметрия, влагометрия в масштабе 1:200, в интервале 1170.0-1218.0 м.

По результатам интерпретации можно сделать следующие выводы:

1. Максимальная глубина прохождения скважинных приборов с учетом мертвой зоны составила 1218,0 м. По кривой локатора муфт башмак НКТ отмечается на глубине 1202,2 м, перфорация подтверждается в интервалах 1211,0-1217,0 м.

2. Измерения проводились в двух режимах: статическом и режиме работы скважины. В статическом

режиме давление и температура в кровле перфорации, соответственно, 115,0 атм и 53,4 °С, на забое, соответственно, 115,4 атм и 53,3 °С.

3. В динамическом режиме давление и температура в кровле перфорации, соответственно, 113,0 атм и 53,2 °С, на забое соответственно 113,4 атм и 53,3 °С.

4. По кривым скважинного термокондуктивного дебитомера (СТД) и высокочувствительного термометра (ВЧТ) выделяются работающие интервалы: 1212,8-1213,2 – (нефть); 1213,9-1214,1 – (нефть); 1215,2-1215,6 – (нефть). В исследуемом интервале заколонные перетоки не выявлены.

Таблица 1

Результаты исследований по скважине №Х6

Параметры		Участвующие методы	Результат
1. Максимальный доход прибора, м		Локатор муфт	1218,0
2. башмак НТК, м		Локатор муфт	1202,2
3. Интервалы перфорации, м		<u>заявленные</u> 1211,0-1217,0	<u>фактические</u> 1211,0-1217,0
4. Общий дебит (в режиме работы струйного насоса), м <sup>3</sup> /ч		РГД, СТД	2,5
Статика			
5. Давление по манометру		Глубина, м	Значение
в кровле перфорационных отверстий		1211,0	115,0
на забое		1218,0	115,4
6. Температура по ВЧТ, °С			
в кровле перфорационных отверстий		1211,0	53,4
на забое		1218,0	53,3
Динамика			
7. Давление по манометру, атм		Глубина, м	Значение
в кровле перфорационных отверстий		1211,0	113,0
на забое		1218,0	113,4
8. Температура по ВЧТ, °С			
в кровле перфорационных отверстий		1211,0	53,0
на забое		1218,0	53,3
9. Исследования потока и состава жидкости в стволе			
Интервалы перфорации, м	Работающие интервалы, м	Состав флюида поступающего в скважину	Коэффициент охвата, %
1211,0-1217,0	1212,8-1213,2	Нефть	16,7
	1213,9-1214,1	Нефть	
	1215,2-1215,6	Нефть	

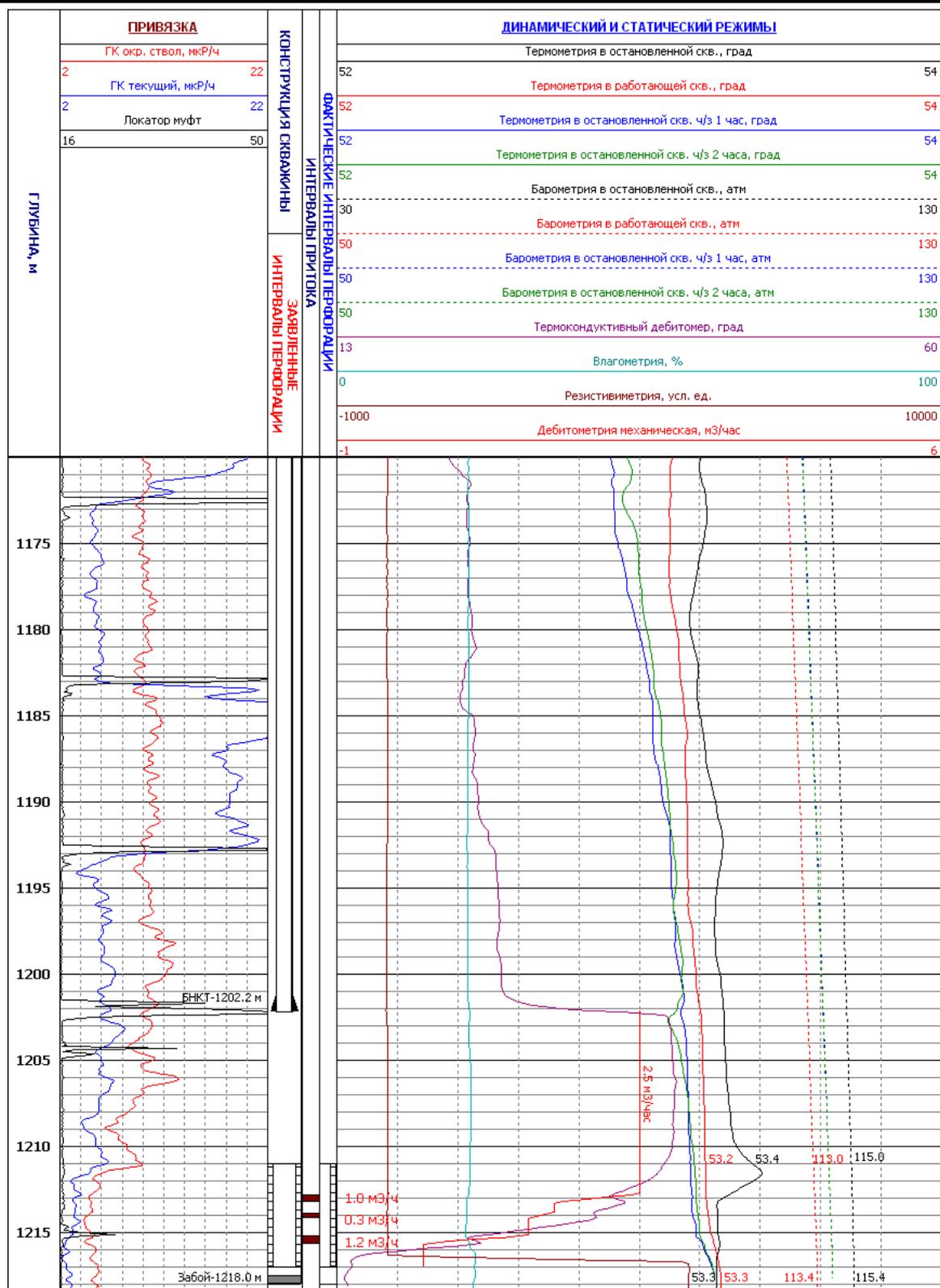


Рисунок 1 – Определение профиля притока и заколонных перетоков

**Список использованной литературы:**

1. Шахабаев Р.С., Кульжанов М.К., и др. тектоническое развитие и нефтегазоносность Южно-Торгайского бассейна. Алматы, НИЦ «Ғылым» 2004, с. 147
2. Геофизические исследования и работы в скважинах: в 7т. Т.3. Исследования действующих скважин/Р.А. Валиуллин, Р.К. Яруллин, Уфа, Информреклама, 2010, с. 15,16

© Пономарева М.В., Пак Д.Ю., Сагиндыков К.И., 2016