

# **ВОЗМОЖНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ПРОДУКТИВНОЙ ТОЛЩИНЫ ПО ТИПУ БАРОГРАММ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН**

**Савинков А.В.**

**Оренбургский государственный университет, г. Оренбург**

Основной задачей геофизических методов исследования скважин при контроле разработки месторождений (ГИС-контроль) является получение как можно большей информации о состоянии залежи в любой момент времени. Полный комплекс ГИС-контроля несет необходимую и в большей мере достаточную информацию о залежи, однако он проводится в ограниченном количестве скважин, не более одного раза в год. На Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении (ОНГКМ) имеется большое количество барометрических исследований, выполненных автономной аппаратурой в стволах эксплуатационных скважин, по данным которых, как правило, определяются лишь забойные давления и состав флюида в стволах скважин. Возникает вопрос: имеются ли потенциальные возможности у барометрии для большего её использования в нефтепромысловом деле и возможно ли для этого применение барограмм, выполненных автономными приборами? Предлагаемая статья положительно отвечает на поставленный вопрос. В статье приводятся примеры определения некоторых эксплуатационных параметров продуктивной толщи ОНГКМ по типу барограмм эксплуатационных скважин.

При эксплуатации чистым газом профили давлений (барограммы) в стволах скважин различных режимов параллельны друг другу и несут информацию о величинах забойных давлений. При появлении в продукции скважин жидкости (конденсата, нефти, воды) количество типов барограмм увеличивается. Из-за присутствия жидкости в стволах скважин повышается и информативность самих барограмм (появление «метки» от жидкости). Анализ таких диаграмм позволил выявить связь между конфигурацией барограмм и определенными эксплуатационными параметрами пласта. Ниже приводится описание основных типов барограмм нефтегазоконденсатных скважин в зависимости от разновидности поступления флюида на устье: через башмак насосно-компрессорных труб (НКТ) или подпакерный циркуляционный клапан (ПЦК). Приводятся возможные варианты работы пластов, обводнения скважин, другие особенности эксплуатации (рис. 1, 2, 3).

На рисунке 1А барограммы различных режимов параллельны друг другу. В статическом режиме происходит последовательно восстановление забойных давлений. Скважина работает газом из интервалов, расположенных ниже и выше башмака НКТ.

Барограммы всех режимов отбивают уровень жидкости у башмака НКТ. В статике происходит процесс восстановления забойных давлений по всему стволу скважины. Скважина работает газом из интервалов, расположенных выше башмака НКТ. Нижние интервалы эксплуатируются газом через столб жидкости (барботаж). Выноса жидкости на устье не отмечается (рис. 1 Б).

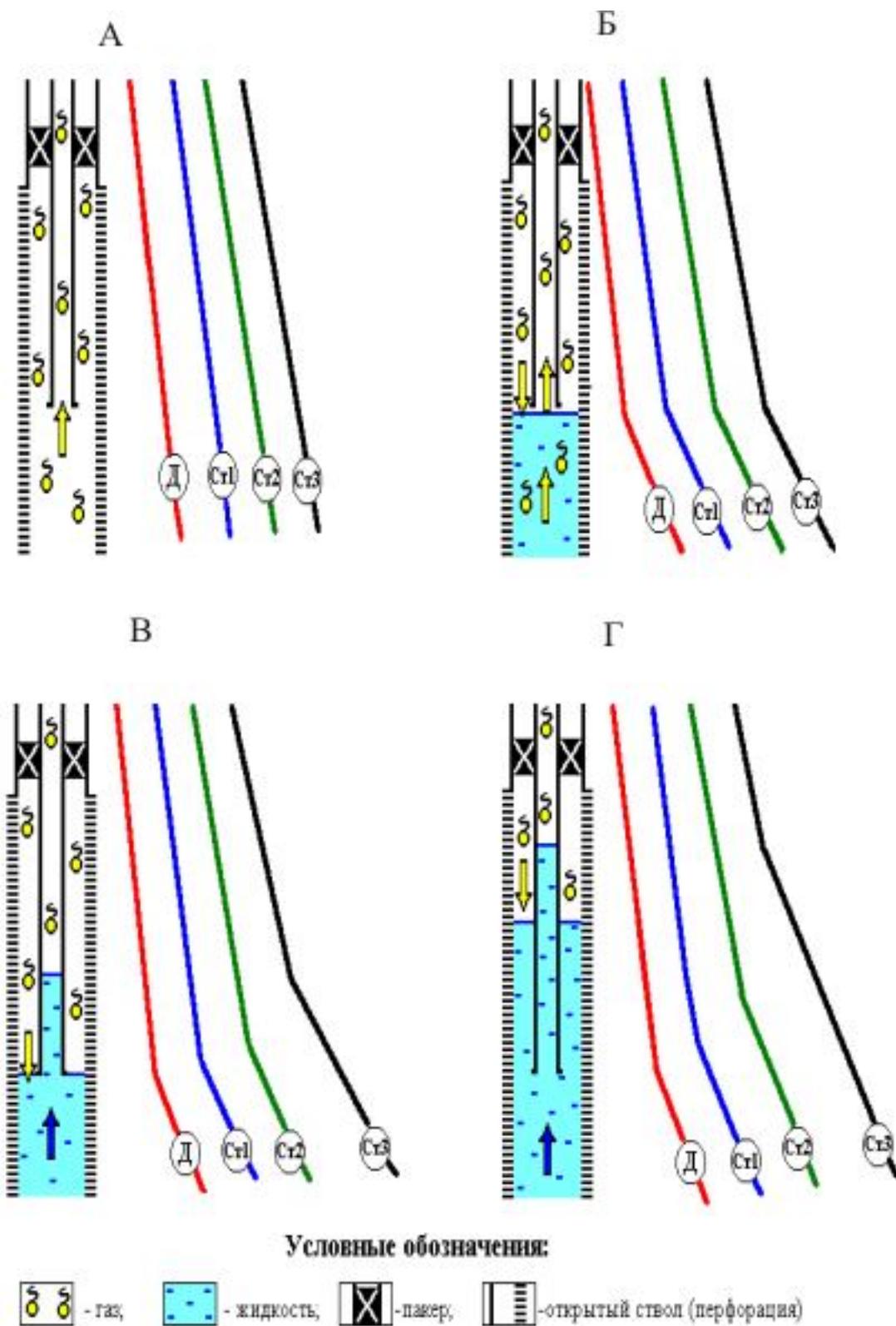


Рисунок 1 – Основные типы барограмм в газовых скважинах, эксплуатирующихся через башмак НКТ

Барограммы динамического и первого статического режимов отбивают уровень жидкости у башмака НКТ. Барограммы второй и третьей статике по направлению к устью отбивают уровни жидкости в НКТ. Барограммы параллельны друг другу. Уровень жидкости на всех режимах за НКТ – у башмака муфтовых труб. Скважина работает газом из интервалов, расположенных выше башмака НКТ. Снизу поступает жидкость через башмак НКТ. Не исключен барботаж газа снизу (рис.1 В).

Барограмма динамического режима отбивает уровень жидкости у башмака НКТ (рис. 1 Г). Барограммы статического режима последовательно отбивают поднимающийся во времени уровень жидкости в НКТ.

Скважина работает газом из интервалов, расположенных выше башмака НКТ. После остановки скважины уровень жидкости (пластовой воды) поднимается снизу как в НКТ, так и за НКТ, «задавливая» скважину. За НКТ уровень устанавливается в кровле пласта пониженного давления, в НКТ подъем уровня жидкости заканчивается при уравнивании пластового давления с гидростатическим и устьевым ( $P_{пл} = P_{гидр} + P_{устья}$ ).

Для скважин, эксплуатирующихся через башмак НКТ и подпакерный циркуляционный клапан, имеют место следующие случаи.

Барограммы на всех режимах отбивают уровень жидкости в НКТ у ПЦК. В зависимости от типа поступающего флюида в НКТ барограммы могут быть параллельные или непараллельные друг другу. В статике происходит восстановление забойных давлений по всему стволу скважин. Скважина эксплуатируется через ПЦК газом, через башмак НКТ газом и жидкостью. Жидкость выносится на устье газом, поступающим через ПЦК (рис. 2 А).

Барограммы повторяют друг друга по величине и наклону ниже башмака НКТ. Выше башмака НКТ кривые не параллельны друг другу (особенно выше ПЦК).

Скважина работает газом через ПЦК. Через башмак НКТ притока флюида нет. Возможен захват жидкости нижним газоотдающим пластом (рис. 2 Б).

Барограммы ниже ПЦК повторяют друг друга по величине и углу наклона, выше ПЦК отмечается расхождение барограмм. Скважина незначительно (в зависимости от положения уровня жидкости за НКТ) проявляет газом через ПЦК. В статическом режиме происходит набор давления в стволе скважины выше ПЦК. В динамике имеет место стравливание газа из ствола (рис. 2 В, рис. 3).

Барограммы повторяют друг друга по величине и углу наклона по всему интервалу. Такого же рода барограммы в скважинах без НКТ. Скважина не работает, полностью «задавлена» жидкостью (рис. 2 Г).

Ниже приводится описание материала по реальной скважине ОНГКМ, в которой отмечается следующее.

В скважине на глубине 1492 м имеет место негерметичность муфтового соединения НКТ (аналог ПЦК), на глубине 1620м расположено перфорационное отверстие.

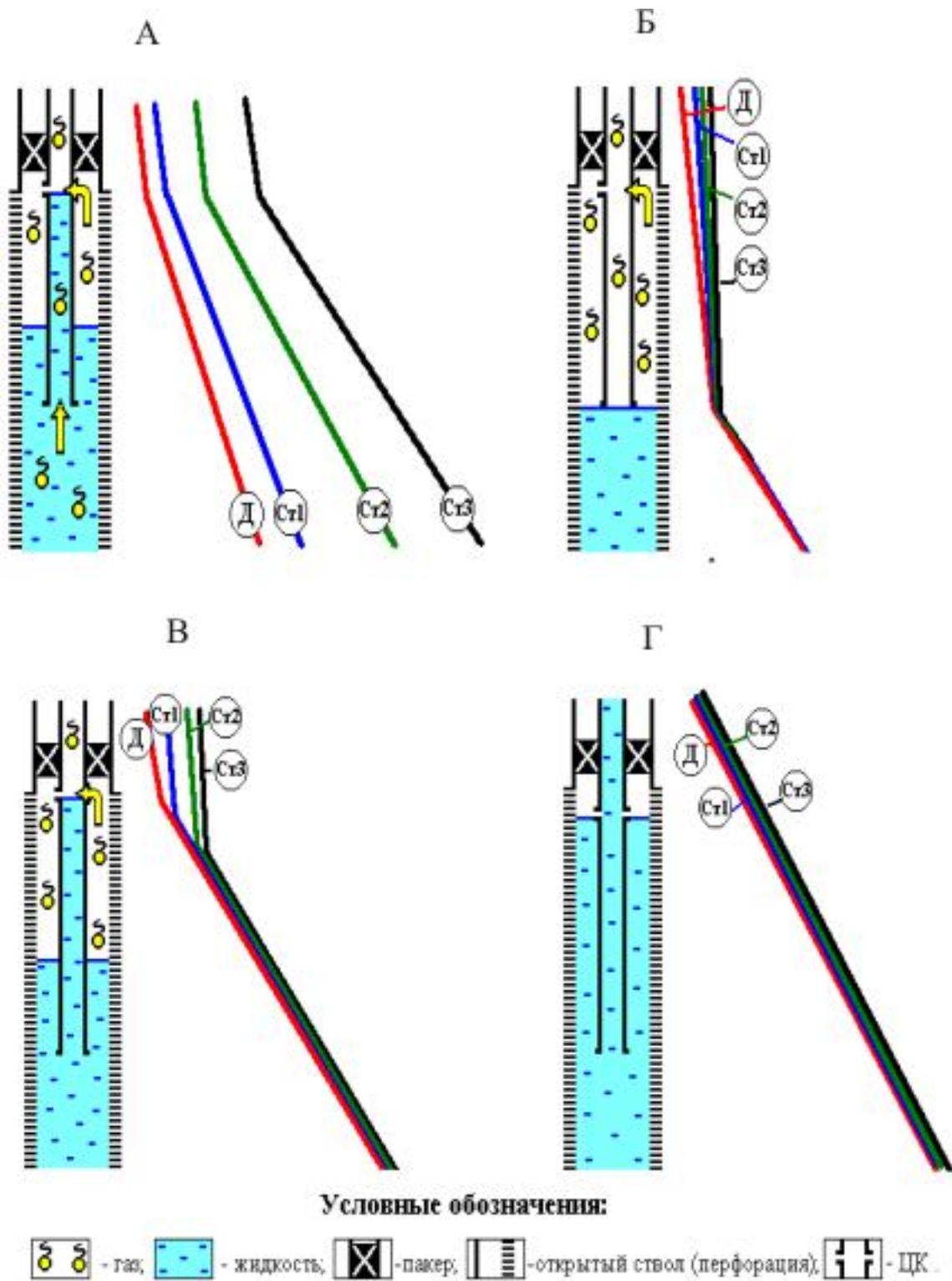


Рисунок 2- Основные типы барограмм в газовых скважинах, эксплуатирующихся через башмак НКТ и подпакерный циркуляционный клапан

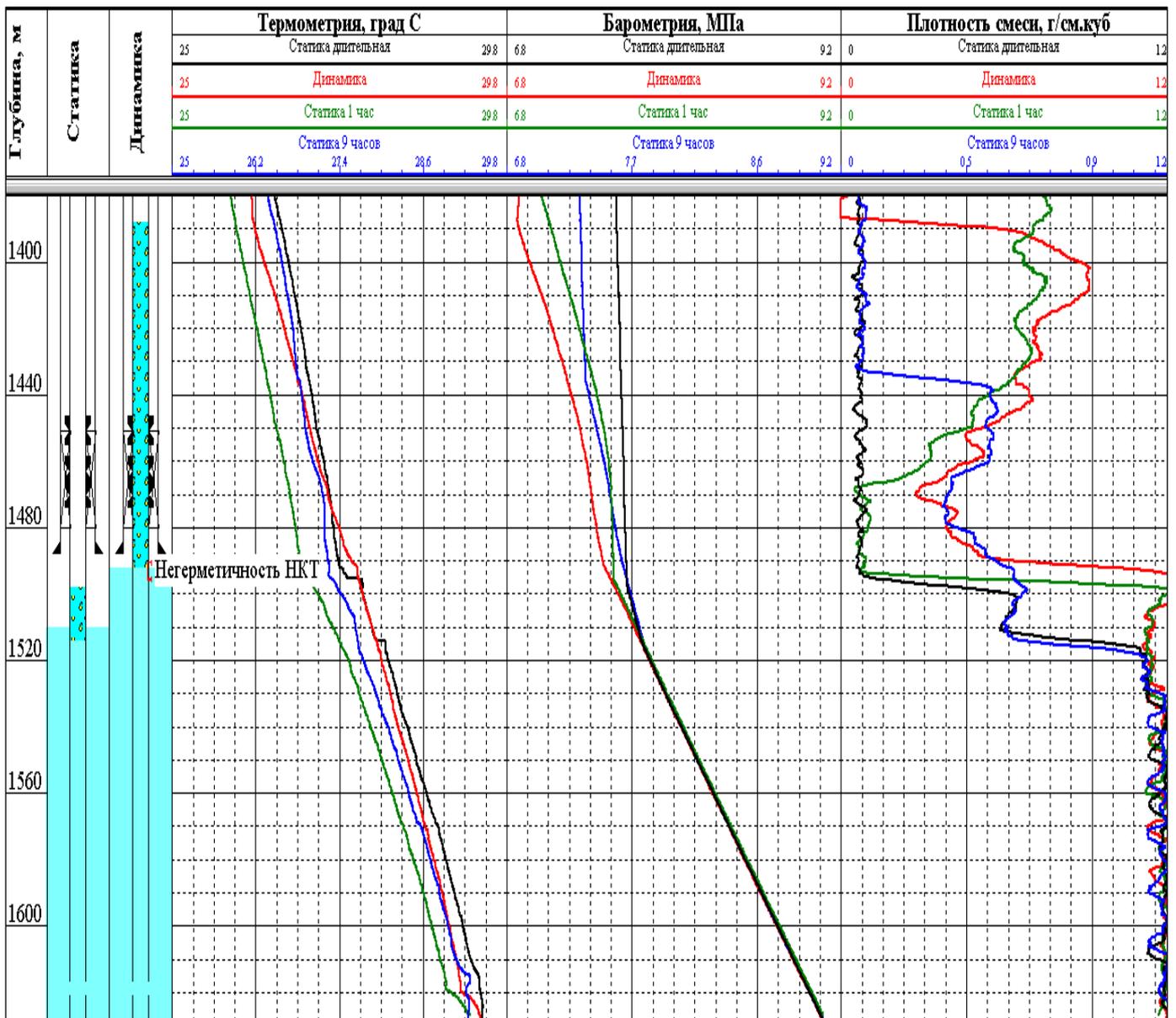


Рисунок 3- Промыслово-геофизический материал по реальной скважине ОНГКМ.

По данным НГК уровень жидкости за НКТ под пакером в динамическом режиме отбивается на глубине 1492 м, в статике – на глубине 1510 м. В НКТ в длительной статике уровень жидкости плотностью 0,6 г/см<sup>3</sup> устанавливается на глубине 1497 м; плотностью 1,17 г/см<sup>3</sup> (пластовая вода) - на глубине 1514 м. В динамике уровень пластовой воды отмечается на глубине 1492 м, в интервале 1388 - 1492 м фиксируется газожидкостной поток (рис. 3).

Исходя из имеющегося материала, представляется следующее.

Газожидкостной поток за НКТ, поднимаясь в динамике до глубины 1492 м, попадает через негерметичность колонны на глубине 1492 м в лифтовые трубы. Водогазопроявляющие коллекторы в скважине расположены ниже

искусственного забоя. Потенциальные возможности скважины низкие, она не в состоянии выносить жидкость на устье и расходует энергию пласта на бесполезный подъем воды в интервале 1388 – искусственный забой. Скважина подлежит капитальному ремонту.

### **Выводы**

Таким образом, в описываемых эксплуатационных скважинах имеются принципиальные возможности определения по типам барограмм не только забойных давлений и состава флюида в стволах скважин, но и некоторых важных эксплуатационных параметров продуктивной толщи. Определение потенциала работы эксплуатационных скважин, особенностей притока флюида в системе «пласт – скважина» и «скважина – определенные части подземного оборудования», возможности прогнозирования состава пластового флюида поступающего из пласта – вот неполный перечень возможностей барометрии в нефтегазоконденсатных скважинах.