

МИНИСТЕРСТВО ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ
(ВНИИГАЗ)

Согласовано с Техническим и
Геологическим Управлениями
11/VI 1979 г.

Утверждено Министерством
газовой промышленности
14/VI 1979 г.

ИНСТРУКЦИЯ
ПО КОМПЛЕКСНОМУ
ИССЛЕДОВАНИЮ ГАЗОВЫХ
И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ
ПЛАСТОВ
И СКВАЖИН

Под редакцией
Г. А. Зотова, З. С. Алиева

ТЕХНИЧЕСКАЯ БИБЛИОТЕКА



МОСКВА «НЕДРА» 1980

Если продуктивный интервал перекрыт фонтанными трубами, то четкость выделения газоотдающих интервалов ухудшается.

Существенное значение имеет депрессия на пласт. При небольших депрессиях, что имеет место при высокопроницаемых коллекторах, для выделения газоотда-

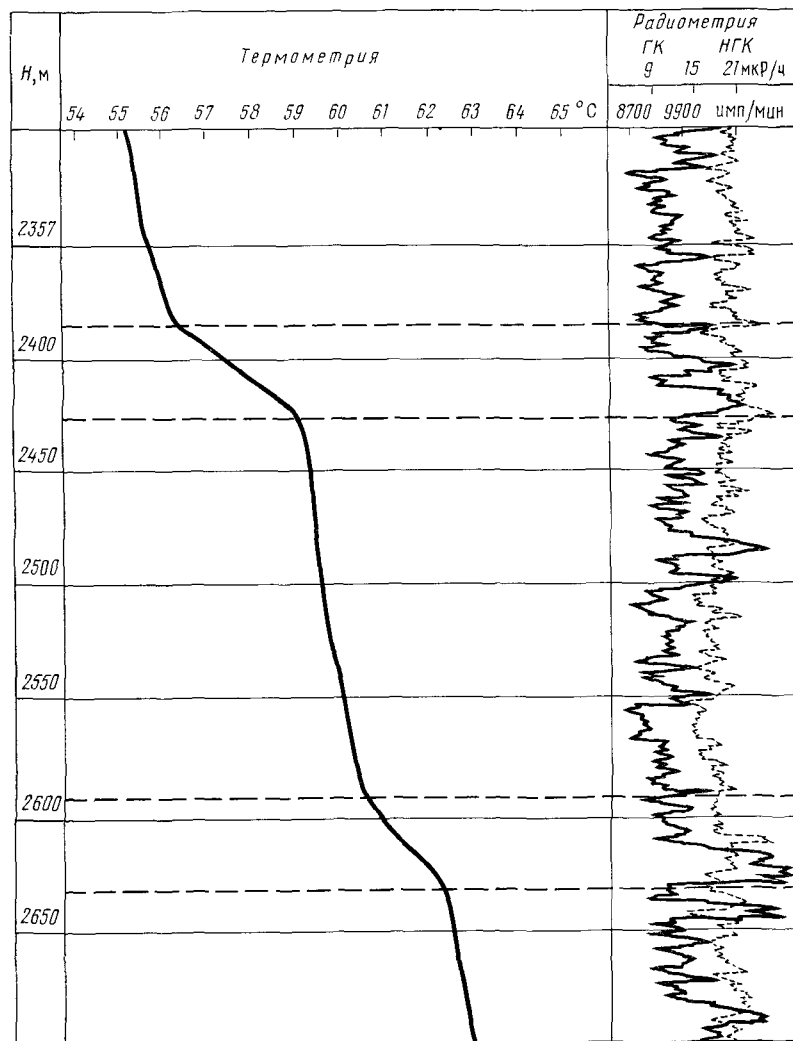


Рис. VIII.15. Выделение газоотдающих интервалов в обсаженной скважине, перекрытой фонтанными трубами

ющих интервалов целесообразна эксплуатация скважины на максимально допустимых дебитах.

Значительно влияет на перепад температур состав газа. Так, например, при значительном содержании азота, даже при сравнительно больших депрессиях на пласт, точность выделения газоотдающих интервалов снижается.

В залежах с неравномерной неоднородностью и малой мощностью пропластков по термограммам границы работающих интервалов определяются только ка-

чественно. Для количественной интерпретации в таких случаях следует пользоваться и результатами других промыслово-геофизических методов исследования.

Интервалы газоотдающих пропластков при их определении по термограммам могут быть завышены из-за инерционности термометра и охлаждения призабойных участков соседних пропластков в результате длительной работы скважины на данном режиме.

На многопластовой залежи качественное выделение работающих интервалов по термограмме в верхней части разреза ухудшается в результате calorиметрического смешивания всего газа, поступающего из продуктивных интервалов нижележащих пластов.

Если пласты, вскрытые единым фильтром, истощены в разной степени, то возможны случаи, когда их выделение по термограмме практически невозможно.

Пример выделения работающих интервалов в необсаженной скважине, не перекрытой фонтанными трубами, показан на рис. VIII.14, а в обсаженной скважине с фонтанными трубами — на рис. VIII.15. Как видно из рис. VIII.13, газоотдающие интервалы, несмотря на перекрытие их фонтанными трубами, выделяются достаточно четко на глубинах 2386—2425,6 м и 2589,6—2631 м.

Качество выделения газоотдающих интервалов по термограмме было проверено путем комплексного изучения этого вопроса для скважины с неперекрытым продуктивным интервалом с применением одновременно термометрии, дебитометрии и шумометрии. На рис. VIII.8 показаны результаты исследования различными методами по выделению работающих интервалов. На этом же рисунке показана термограмма со спущенными до забоя фонтанными трубами (кривая 2). Как видно из рис. VIII.8, границы работающего интервала сравнительно хорошо выделяются всеми методами. В случае, если фонтанные трубы спущены до забоя, точность выделения границ по термометрии снижается.

Оценка дебитов пропластков

Возможность оценки дебитов отдельных газоотдающих интервалов — одно из основных преимуществ термометрических исследований.

Дебит i -го интервала Q_i приближенно определяется по формуле

$$Q_i = \frac{t_{vi} - t_{об i}}{t_{об i} - t_i} \sum_{n=1}^i Q_n, \quad (\text{VIII.28})$$

где t_{vi} , t_i , $t_{об i}$ — температура газа соответственно, подходящего из нижних интервалов к работающему i -му интервалу, выходящего из i -го пласта и после calorиметрического смешивания подходящего снизу и выходящего из пласта газов,

Q_n — общий дебит подходящего газа и газа из i -го пласта, измеряемый на поверхности диафрагменными измерителями докритического или критического истечения, тыс. м³/сут.

Величина t_i линейно связана с депрессией на пласт и определяется по формуле

$$t_i = t_{пл i} - D_i \Delta p_i, \quad (\text{VIII.29})$$

где $t_{пл i}$ — температура i -го пласта, определяемая по термограмме в остановленной скважине, °C; D_i — интегральный коэффициент Джоуля—Томсона, определяется согласно п. II.8, °C/(кгс/см²); $\Delta p_i = p_{пл i} - p_3$ — депрессия на i -й пласт, кгс/см².

При различных депрессиях на отдельные пропластки, что обычно имеет место в неоднородных по разрезу гидродинамически слабо связанных и несвязанных пластах, выделение границ работающих интервалов по входящей t_{vi} и выходящей $t_{об i}$ температурам весьма затруднено.

Дебит Q_i можно определить по формулам (VIII.28) и (VIII.29), находя при этом Δp из двучленной формулы притока газа к скважине:

$$Q_i D_i (A_i Q_i + B_i Q_i^2) + Q_i [(t_{вi} - t_{пл i}) (p_{пл i} + p_{зи})] = \\ = \sum_{n=1}^i Q_n [(t_{вi} - t_{об i}) (p_{пл i} + p_{зи})], \quad (\text{VIII.30})$$

где A_i, B_i — коэффициенты фильтрационного сопротивления, определяемые по результатам исследования при стационарных режимах фильтрации.

Однако одна из основных целей определения дебитов отдельных пропластков — необходимость расчета коэффициентов фильтрационного сопротивления A_i и B_i . Поэтому формулой (VIII.30) следует пользоваться только тогда, когда известны эти коэффициенты. Обычно по устьевым замерам давлений, температур и общих дебитов на различных режимах определяют $A_{об}$ и $B_{об}$. Используя $A_{об}$ и $B_{об}$, а также соотношения

$$\frac{A_i}{A_{об}} = \frac{1}{k_i h_i} \frac{\left[\sum_{i=1}^n \sqrt{h_i^2 m_i} \right]^2}{\sum_{i=1}^n \frac{h_i m_i}{k_i}}$$

и

$$\frac{B_i}{B_{об}} = \frac{1}{h_i^2 m_i} \left[\sum_{i=1}^n \sqrt{h_i^2 m_i} \right]^2, \quad (\text{VIII.31})$$

можно приближенно найти A_i и B_i .

В (VIII.31) h_i — работающая мощность i -го пласта, м; k_i — проницаемость, Д; m_i — пористость, доли единицы.

УСТАНОВЛЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА РАБОТЫ СКВАЖИН

Эксплуатация газовых и газоконденсатных скважин осуществляется в соответствии с технологическим режимом их работы, установленным при проектировании разработки месторождений.

Технологический режим работы скважин устанавливается на основании материалов, накопленных при поиске, разведке и эксплуатации месторождения, путем изучения его геологического строения, проведения газогидродинамических, геофизических и лабораторных исследований свойств газоносных коллекторов и содержащихся в них газов, воды и конденсата.

Правильность выбранного технологического режима работы скважин в значительной степени зависит от количества и качества накопленной информации. Перечень факторов, влияющих на технологический режим, настолько велик, что затрудняет полный их учет при практических расчетах, причем некоторые из них не поддаются регулированию или теоретически недостаточно разработаны для практического использования.

В целом имеющиеся теоретические и практические исследования позволяют выделить некоторые основные факторы, по которым устанавливают технологический режим работы скважин с учетом имеющейся информации о залежи.

Как правило, на каждом конкретном месторождении можно выделить один определяющий фактор, по которому устанавливается технологический режим работы скважин. В отдельных случаях при выборе технологического режима возможны варианты одновременного учета двух и более определяющих факторов. Наиболее существенные факторы, влияющие на технологический режим, следующие.

Устойчивость газоносных пластов к разрушению.

Наличие на забое скважины столба жидкости или песчаной пробки.

Наличие подошвенной воды.

Одновременный приток подошвенной воды и газа в скважину.

Температура пласта, окружающей ствол скважины среды, гидратообразования.

Наличие агрессивных компонентов в составе газа при различных концентрациях, давлениях, температурах и скоростях потока.

Многопластовость месторождения с учетом характеристики отдельных пластов, перемычек между ними, наличия или отсутствия гидродинамической связи между этими пластами, их режимов, состава газа в них, условий залегания и вскрытия их одним фильтром, запасов газа, близости контурных и подошвенных вод и др.

IX.1. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РЕЖИМ РАБОТЫ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ РАЗРУШЕНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ

При установлении технологического режима работы скважин в условиях разрушения призабойной зоны пласта необходимо учесть ряд факторов, влияющих на устойчивость пород, слагающих этот пласт. К этим факторам относятся: глубина залегания, физико-механические свойства пород, воздействие бокового и горного давлений, свойства насыщающих породы жидкостей и газа, депрессия (градиент давления), скорость потока и др.