

СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

4. Чертенков М.В., Ковальчук С.П., Золова И.В., Козлов В.Я., Портяников А.Д., Видякин В.В. Планирование и управление разработкой месторождений: новые подходы, современные решения // Нефтяное хозяйство, 2013 - № 9. Стр.82-85.

ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА ТЕЧЕНИЯ

Ю.А. Усенко, С.А. Зюзиков

Научный руководитель - доцент М.Р. Цибульникова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Известно, что газодинамические исследования (ГДИ) проводятся для всех газовых и газоконденсатных скважин. Газогидродинамические исследования скважин включают комплекс взаимосвязанных методов, отличающихся теоретической основой, технологией и техникой исполнения. [1]

Целью данной работы является расчет коэффициентов фильтрации и параметров ГДИ на примере скважины №.2192 куст 57 расположена в центральной части Чайядинского месторождения (Южный блок I), пробурена в июле 2016 года. В настоящее время находится в освоении. Поставленная цель в данной работе достигается путем решения следующих задач:

- Представить общие понятия о ГДИ;
- Произвести расчет параметров ГДИ на примере скважины и проанализировать их;
- Сделать заключение о полученных результатах.

Уравнение притока газа забойной скважины, характеризующее зависимость потерь пластовой энергии от дебита газа, имеет вид:

$$P_{пл}^2 - P_{заб}^2 = a * Q + b * Q^2 \quad (1)$$

Обработка результатов исследования скважины приведена в таблице 1 и на рисунке 1. Замеренное пластовое давление составило 24,16 МПа.

Таблица 1

Результаты исследований скважины на установившемся режиме фильтрации

Номера режима	P_z , МПа	P_z^2 , МПа ²	$P_{пл}^2 - P_z^2$, МПа ²	Q, тыс.м ³ /сут	$\frac{P_{пл}^2 - P_z^2}{Q}$, МПа ² /тыс.м ³ /сут
1	24,35	592,92	8,14	100	0,081
2	23,96	574,08	26,98	200	0,135
3	23,37	546,15	54,91	300	0,183
4	22,55	508,5	92,56	400	0,231
5	21,48	461,39	139,67	500	0,279

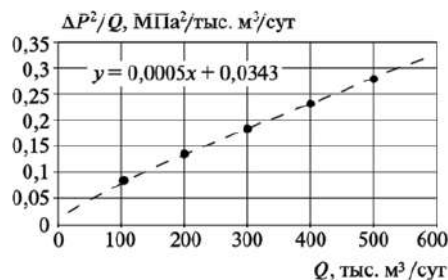
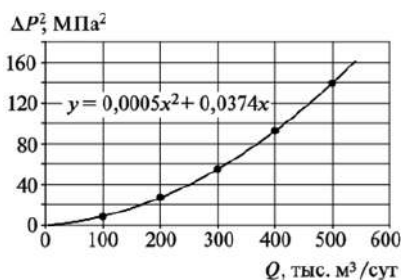


Рис. 1 Обработка результатов исследования скважины

В результате правильно проведенных исследований скважины должна быть получена связь между перепадом давления и дебитом Q, выражающаяся двучленной формулой (1). Данная формула, описывающая приток газа к скважине, в графической форме представляет параболу, проходящую через начало координат. Если индикаторная линия не проходит через начало координат, то это означает, что на уравнение притока влияют различные факторы: неточное определение пластовых и забойных давлений вследствие неполной стабилизации, наличие жидкости на забое и погрешности определения реальных коэффициентов сопротивления при движении газа от забоя до устья. В данном случае исследование скважины необходимо повторить. Если это невозможно, следует использовать приближенные методы обработки результатов исследования. [2]

Таблица 2

Рабочие параметры скважины

Рг.рабочее ата.	Рзг.рабочее ата	Рг статич. ата	Рзг.статическ ата	t y.оС	Пластовое давление ата	Забойное давление ата	Депрессия на пласт	Дебит скв тыс.м ³ /сут
99,19	0	106,75	106,75	-1,8	128,03	98,21	29,82	84,8

Для определения рабочего параметра дебита скважины используется формула для расчета:

$$Q = \frac{-A + \sqrt{A^2 + 4 * B * P_{\text{статич}}^2 - P_{\text{г раб}}^2}}{2 * B} \quad (2)$$

Данные для расчета берем из Таблицы № 2 Рабочие параметры скважины с учетом фильтрационных коэффициентов:

$$Q = \frac{-18.614030 + \sqrt{18.614030^2 + 4 * (-0.002969) * 106.75^2 - 99.19^2}}{2 * (-0.002969)} = 84,8 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$$

Таблица 3

Параметры для определения дебитов

NN режима	Р д. ата	t д оС	d ш.мм	Кэфф.расх днаф	Q дебит тыс.м3/сут	Г д	Z	Пок.аднаб
1	98,8	3,6	8	11,9513	105,90796	276,6	0,81884	1,081556
2	87,05	2,2	12	26,9481	205,02756	275,2	0,8342	1,061066
3	79,5	-3,5	14	36,4385	253,0546	269,5	0,83567	1,050392
4	85,23	2	14,04	36,64279	271,796	275	0,83672	1,057759
5	90,41	0,9	10	18,8161	150,81521	273,9	0,82631	1,068648
6	83,41	-0,1	12	26,9481	192,4	272,9	0,83566	1,055874

Формула для определения дебитов для каждого режима:

$$Q = \frac{P_{\text{д}} * K_{\text{р. д}} * k}{\sqrt{G_{\text{д}} * Z * \rho_{\text{г}}}} \quad (3)$$

Для первого режима исследования рассчитывается дебит:

$$Q_1 = \frac{98,8 * 11,951 * 1,081556}{\sqrt{276,6 * 0,818838 * 0,642}} = 105,9 \text{ тыс. м}^3/\text{сут.}$$

Расчет значений фильтрационных коэффициентов:

$$"a" = \frac{\sum \frac{\Delta P^2}{Q} * \sum Q^2 - \sum Q * \sum \Delta P^2}{N * \sum Q^2 - (\sum Q)^2} = 36,955572 ; "b" = \frac{N * \sum P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2 - \sum Q * \sum \frac{\Delta P^2}{Q}}{N * \sum Q^2 - (\sum Q)^2} = -0,037750$$



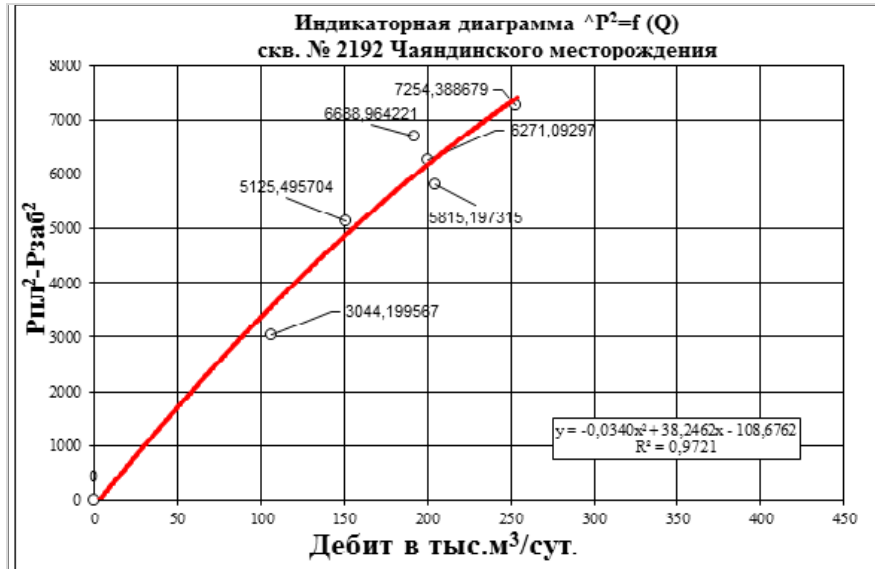


Рис. 2 Индикаторная диаграмма, Зависимость устьевых параметров от дебита скважины № 2192 ЧНГКМ

На данных графиках в случае с индикаторной диаграммой можно сделать вывод о том, что дебит на текущем этапе увеличивается за счет прироста разности давления, а на другом графике дебиты увеличивались за счет понижения устьевых параметров скважины.

Литература

1. Камартидинов, М.Р., Кулагина, Т.Е., Гидродинамические исследования скважин: Анализ и интерпретация данных. – Томск, 2010.
2. Эрлагер, Р. Гидродинамические методы исследования скважин, одиннадцатое издание 2003, перевод с английского, М, 2007, 512 с

КЛАССИФИКАЦИЯ МОГОВТВОЛЬНЫХ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН ПО НОМЕНКЛАТУРЕ TALM

А.В. Фёдоров, И.В. Шаров

Научный руководитель - доцент Т.С. Глызина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия.

В настоящее время набирает обороты бурение многоствольных скважин. Преимуществом такого бурения является повешенный коэффициент охвата пласта и как следствие высокий дебит скважины. Раньше возможности были ограничены отсутствием необходимого оборудования, но сейчас технология считается надежной и проверенной – ее используют повсеместно.

Бурение многоствольных скважин сочетает в себе множество положительных сторон, оказывающих влияние на популярность данного направления. Совокупность технологий бурения различных видов многоствольных (разветвленных) скважин можно представить двумя классификациями: по способу заканчивания и очередности бурения стволов.

Международная классификация многоствольных скважин TAML (Complexity Ranking):

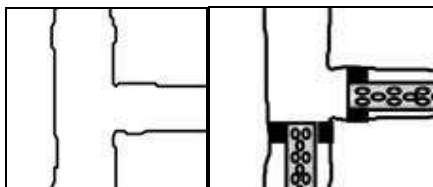


Рис. 1. Уровень 1 TAML

Уровень 1. Основной и боковые стволы не крепятся обсадными колоннами или в каждом стволе присутствует подвешенный хвостовик. Прочность сочленения и его гидравлическая изолированность целиком зависит от свойств горной породы, в которой находится место сочленения.