

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ПРИСКВАЖИННЫХ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ПРИСКВАЖИННЫХ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА

*В.В. Трушкин, к.г.-м.н., зам. начальника отдела региональной геологии и сейсморазведки по оперативному подсчету запасов,
ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК»*

В практике интерпретации данных ГДИС большое значение имеют показатели, характеризующие измененные свойства пласта в околоствольной зоне. Знание этих показателей позволяет более эффективно заниматься освоением и интенсификацией притоков нефти из скважин.

При изменении околоскважинных параметров пласта по 18 КВД, записанных в эксплуатационных скважинах Игольско-Талового месторождения нефти, в 14 фиксировались два прямолинейных участка. В соответствии с инструкцией [1] по начальному участку определялись параметры пласта в ухудшенной зоне, а по конечному участку - для удаленной части. Например, определенная по обработанной КВД скважины 396 (рис. 1) проницаемость в прискважинной зоне снизилась с 0,0184 до 0,0024 мкм², пьезопроводность - с 0,087 до 0,012 м²/с. При этом возникли существенные методические проблемы в интерпретации величин приведенных радиусов. По начальному прямолинейному участку $r_{пр.ух}$ составил 5,7 м, по конечному $r_{пр}$ - 0,2 см. Близкие значения приведенных радиусов оказались по остальным скважинам (табл. 1).

В настоящее время отсутствуют исследования интерпретации величин $r_{пр.ух}$, поскольку, как пишется в РД 153-39.0-109-01 [2], «в этих случаях получаются малообъяснимые числовые значения $r_{пр}$ и S ». Проведенные исследования причин получения таких величин показали, что в рассматриваемом явлении обнаруживается диссимметрия. Тогда, согласно положения П. Кюри [3], «эта же диссимметрия должна проявляться и в причинах, их породивших», т.е. из-за высокой первоначальной депрессии приток в скважину контролируется не только параметрами ухудшенной прискважинной зоны, но и радиусом ее распространения R , который приблизительно равен $r_{пр.ух}$, а величина скин-эффекта из-за диссимметрии имеет обратный знак.

$$R \approx r_{пр.ух} = r_c * e^{-S^d} \quad (1)$$

где r_c - радиус скважины; $S=-S^d$ скин-эффект и его диссимметричная величина

При снижении депрессии на пласт и выходе КВД на второй участок, судя по значениям $r_{пр}$, приток в скважины контролируется только коэффициентом гидродинамического несовершенства вскрытия пласта C :

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ПРИСКВАЖИННЫХ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА

$$r_{np} = r_c \cdot e^{-C}, \quad C = C_1 + C_2 \quad (2)$$

где C_1 и C_2 - показатели несовершенства скважины по степени и характеру вскрытия. Хотя, по существующим мнениям, величина r_{np} зависит не только от несовершенства вскрытия скважины, но и от скин-эффекта. Причем, о взаимоотношениях данных величин существуют достаточно противоречивые точки зрения. Так, одни авторы (Коротаев, 1975 и др.) считают, что $C = C_1 + C_2 + C_3 + S$, где C_3 - коэффициент дополнительных гидравлических потерь за счет песчаной пробки на забое скважины. По мнению других (Пыхачев, 1961; Методика комплексной оценки..., 1992 и др.), $S = C_1 + C_2$.

По уточненным нами данным исследований, приведенных в работе [4], скиновый скачок давлений в прискважинной зоне равен

$$\Delta P_s = P_{пл} - P_{пл.ух} \quad (3)$$

где $P_{пл.ух}$ - пониженное пластовое давление в зоне ухудшенной проницаемости, определяемое по стандартным методикам, которое возрастает по мере очистки прискважинной зоны до величины $P_{пл}$ - пластовое давление в удаленной зоне пласта.

Для определения величины ΔP_s в работе [5] предложен достаточно простой графоаналитический метод. На КВД, обработанных методом Хорнера, определяется величина отрезка, отсекаемая на оси давлений между первым и вторым прямолинейными участками. При этом, согласно выражению (3), пластовое давление, определяемое по точке пересечения конечного прямолинейного участка с осью давлений, будет являться $P_{пл.ух}$, а точка пересечения начального участка с осью давления будет пластовым давлением в удаленной зоне пласта $P_{пл}$. В этом случае по формуле Д.Р. Хорнера (4) можно рассчитать скин-эффект:

$$S = \Delta P_s / 0.87 \cdot \tan \alpha_2 \quad (4)$$

где $\tan \alpha_2$ - тангенс угла наклона второго прямолинейного участка.

Принцип данной методики определения скин-эффекта и величины пластового давления в удаленной части пласта применим и для скважин, работавших перед закрытием на установившемся режиме. Разберем эту методику на примере рассмотренной выше скважины 396. Для этого отмечается время $t_{пл}$ начала выхода КВД на пластовое давление - 25,25 МПа (рис. 1). Затем на первом аппроксимируемом прямолинейном участке в точке, соответствующей координате $t_{пл}$, определяются пластовое давление в удаленной части пласта - 26,57 МПа и скиновый скачок давления - 1,32 МПа. По формуле (4) определяется $S=5,1$, и обратная его величина $S^d=-5,1$. По формуле (1) вычисляется величина $R=15,1$ м, которая почти в три раза меньше этой величины, определенной ранее 5,7 м в соответствии с инструкцией [1].

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ПРИСКВАЖИННЫХ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА

Для сравнения по этой скважине рассчитаны R по шести приближенным методикам, основанным на использовании времени пересечения первого и второго прямолинейных участков [4], которые колеблются от 56,0 до 7,6 м, в среднем 27,8 м. Сравнивая эти значения, со значениями, полученными по двум предлагаемым методикам, нетрудно заметить, что более точным является второй метод. Теоретически это объясняется достаточно просто, в первой методике при расчете используются не всегда точные значения дебита и вязкости нефти, коэффициентов сжимаемости нефти, воды и скелета породы.

В случае если в скважине 396 была бы записана КВД, не вышедшая на горизонтальный участок пластового давления ($P_{пл.ухд.}$), то пластовые давления можно определить в обратном порядке. Подставив уже вычисленную величину $S=4,1$ в выражение (4) выражаем и вычисляем скиновый перепад давления $\Delta P_S!$ - 1,1 МПа. Затем между первым и вторым прямолинейными участками графически находится отрезок, параллельный оси давлений и равный рассчитанной величине $\Delta P_S!$ и определяются пластовые давления в прискважинной зоне - 25,22 МПа и в удаленной зоне - 26,32 МПа (рис. 1).

В шести скважинах (табл. 1), где произведена запись восстановленных КВД, разница в определении давлений по обоим методикам не превышала 0,16 МПа (не более 2 % от пластовых давлений).

Таким образом, в данной работе предложены две методики определения величины скин-эффекта, радиуса ухудшенной зоны и пластовых давлений в прискважинной и удаленной зонах пласта. Первая, базирующаяся на стандартной методике расчета $гпр.ух.$ [1], является менее точной в сравнении со второй, основанной на графическом определении PS но позволяет определять параметры на недоустановившихся КВД.

Методики использовались при выяснении причин резкого падения дебитов нефти и пластовых давлений в начале разработки Игольско-Талового месторождения [6,7].

Литература:

1. РД 39-3-593-81. Инструкция по гидродинамическим методам исследований пластов и скважин М.: ВНИИ, 1982. 162 с.
2. РД 153-39.0-109-01. Методические указания по комплексированию и этапности выполнении геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений.
3. Кюри М. Пьер Кюри. М.: Наука, 1968, с.22.
4. Практические указания по испытанию поисковых и разведочных скважин на нефть и газ. Ч.2.: Освоение скважин, интенсификация притоков из поровых коллекторов / В.С. Войтенко, В.К. Федорцов, А.К. Ягафаров и др. Тюмень: ЗапСибБурНИПИ. 1988. - 365 с.
5. Трушкин В.В. Графоаналитический метод определения скин-эффекта. Из сбор. «Мат. XIV конф. молодых науч. сотrud. по геол. и геофиз. Вост. Сибири». Иркутск, АН СССР, ИЗК, 1990, с.149.

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ПРИСКВАЖИННЫХ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА

6. Трушкин В.В. Зональные особенности разработки Игольской залежи и о причинах неэффективности форсированного способа отбора нефти. // Геол. нефти и газа, 2001, №2, с. 33 -39.

7. Трушкин В.В. Исследование характера движения пластовых вод нефтегазоносных отложений Томской области (на примере Игольско-Талового и Карайского месторождения нефти). Дис. канд. г.-м. н. Томск: ТПУ, 2000. 135 с.: ил.

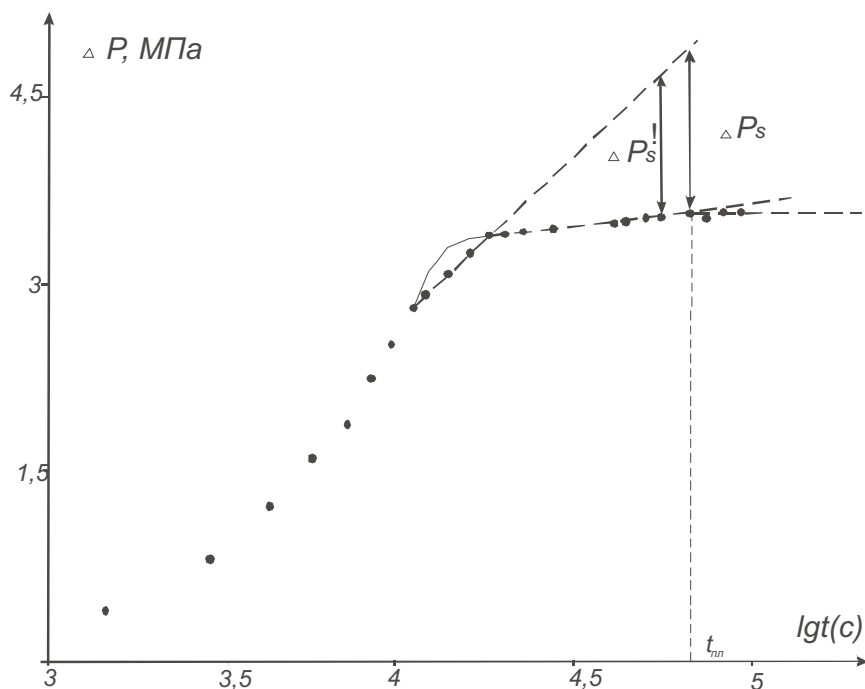


Рис.1. КВД по скв. 396 Игольско-Талового месторождения нефти

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ПРИСКВАЖИННЫХ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА

Таблица 1. Значения прискважинных зон Игольской залежи к концу 1992 г.

№ скважины	Дата	$P_{пл.ух.}$	$R = r_{пр.ух.}$	S	$P_{пл.}$	$r_{пр.}$	C	ΔP_s , (МПа)	
	исследования	(МПа)	(см)		(МПа)	(см)		расчет.	графич.
377	16.01.1991	25,7	134	2,7	26,67	8,1	0,2	0,97	
410	17.01.1991	23,42	432	3,8		131	-2,6		
	17.02.1991	21,85	338	3,6	второй участок не записан				
396	21.01.1991	25,26	565	4,1	26,4	0,2	3,7	1,1	1,32
	11.02.1991	23,9	696	4,3	27,06	20,2	-3,1	3,16	3
411	17.02.1991	25,03	666	4,3	25,54			0,51	0,97
429	22.02.1991	24,27	678	4,3	25,33	2,1	1,5	1,06	1,05
1129	16.03.1991	24,51	178	2,9	второй участок не записан				
362	16.06.1991	0	0	0	24,52	50	-1,7	0	0
1114	15.09.1991	24,01	738	4,4	24,97	10,7	-0,1	0,96	
1093	16.09.1991	24,7	418	3,8	24,91			0,21	0,2
1113	18.09.1991	23,28	637	4,2	24,63	100,0	-2,4	1,35	
378	28.09.1991	0	0	0	22,17	0,7	2,6	0	0
398	15.10.1991	0	0	0	22,4	12,3	-0,3	0	0
1142	25.11.1991	0	0	0	22,6	13,4	-0,3	0	0
1115	08.11.1991	23,66	903	4,6	24,99	10,5	-0,1	1,33	1,2
	02.12.1991	23,53	829	4,5	второй участок не записан				
1133	25.12.1991	23,39	526	4	25,34	232	-3,2	1,95	