

ООО «КОМПАНИЯ СИАМ»
ЖУРНАЛ «НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО»

МОНИТОРИНГ РАЗРАБОТКИ
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ:
РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА

*Материалы 13-й Международной
научно-технической конференции
14–16 мая 2014 г.*



Издательство Томского университета
2014

Решение Ramey для различных исходных значений C_s

Параметр	1-й вариант	2-й вариант	3-й вариант	Saphir v4.30
C_s , м ³ /атм	0,00165	0,092	0,165	0,092*
S	-1,45	-3,42	-3,65	-3,5
k , мД	0,133	7,57	13,99	7,7
Квадрат невязки, атм ²	0,0083	0,0083	0,0082	—
$K_{пр}$ (Дюпои), м ³ /сут/МПа	0,04	3,39	6,62	—
$K_{пр}$ (Ramey), м ³ /сут/МПа	3,37			—

* Задано при интерпретации в ПО Saphir v4.30.

Для всех трех решений виртуальная диаграмма имеет одинаковый вид, средний квадрат невязки также практически не отличается. Однозначно выбор второго варианта решения определяется при сравнении $K_{пр}$ по Ramey и Дюпои. Программа, реализующая предложенный метод, выполнена в виде электронной таблицы MS Excel и снабжена некоторыми полезными опциями, облегчающими работу инженера-исследователя.

Литература

1. РД 153-39.0-109–01. Методические указания. Комплексирование и этапность выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. М., 2002. 76 с.
2. Ramey H.J., Jr. Agarwal R.G. and Martin I. Analysis of 'Slug Test' or DST Flow Period Data // J. Can. Pet. Tech. 1975. July–Sept. P. 1–11.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОФИЛЯ ПРИТОКА ПО ДАННЫМ ПЕРМАНЕНТНЫХ СИСТЕМ КОНТРОЛЯ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ ВЕРХНЕЧОНСКОГО НГКМ

*Р.А. Мусин, начальник ОРМ ОАО «ВЧНГ»,
М.В. Драчко, менеджер по планированию ГДИС ОРМ ОАО «ВЧНГ»,
К.С. Сорокин, специалист УПР ООО «СИАМ-Инжиниринг»,
В.В. Караченцев, специалист УПР ООО «СИАМ-Инжиниринг»*

В настоящее время для определения профиля притока широко применяются промысловые геофизические методы, среди которых наибольшее распространение получил способ инструментального замера дебита с помощью специальных глубинных приборов, при-

меняемых при проведении ПГИ. Основная сложность данного метода заключается в спуске дорогостоящего измерительного оборудования на необходимую глубину, которая ввиду конструктивных особенностей скважины и ограничений способов доставки прибора к забою (геофизический кабель, ГНКТ, забойный трактор) не всегда может быть достигнута. В связи с этим поиск наименее затратного, но не менее информативного способа определения профиля притока остается актуальной инженерно-аналитической задачей. Для ее решения рядом авторов предлагается использовать данные по давлению и температуре, полученные с установленных в скважине перманентных измерительных систем [1–6].

Суть предложенных подходов сводится к построению математической модели, позволяющей рассчитать профиль температуры по стволу скважины, используя данные о свойствах пласта и насыщающих его флюидах, с одной стороны, и технологические и конструктивные параметры скважины – с другой [1, 2, 4–6]. В итоге необходимо провести построение двух моделей, одна из которых будет описывать движение флюида из пласта к перфорационным отверстиям скважины, вторая – движение по стволу скважины. Используя данную гибридную модель, можно подойти к решению обратной задачи: варьируя значения выбранной группы параметров, необходимо добиться соответствия рассчитанных профилей температуры с замеренными, применяя различные методы оптимизации [3].

Поскольку конечная задача заключается в построении профиля притока, в группу варьируемых параметров необходимо включить значения дебитов каждой из фаз. В таком случае решением обратной задачи и будет искомый профиль притока.

Заметим, что в работах отечественных авторов также изложены подходы к построению температурных моделей [7–9], позволяющие оценить приток флюида из пласта к скважине. Однако в отличие от случая, рассмотренного выше, используется только одна модель, описывающая движение флюида из пласта к скважине. В результате, используя такую модель, можно получить оценку общего притока флюида из пласта к скважине без необходимости детализации его профиля по стволу скважины.

В соответствии с предложенным подходом была построена модель системы скважина–пласт, позволяющая проводить оценки профиля притока по сегментам ствола скважины. Также рассмотрен пример использования данной модели в горизонтальной скважине

(рис. 1) Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения (ВЧНГКМ), приведены результаты расчетов профиля притока.

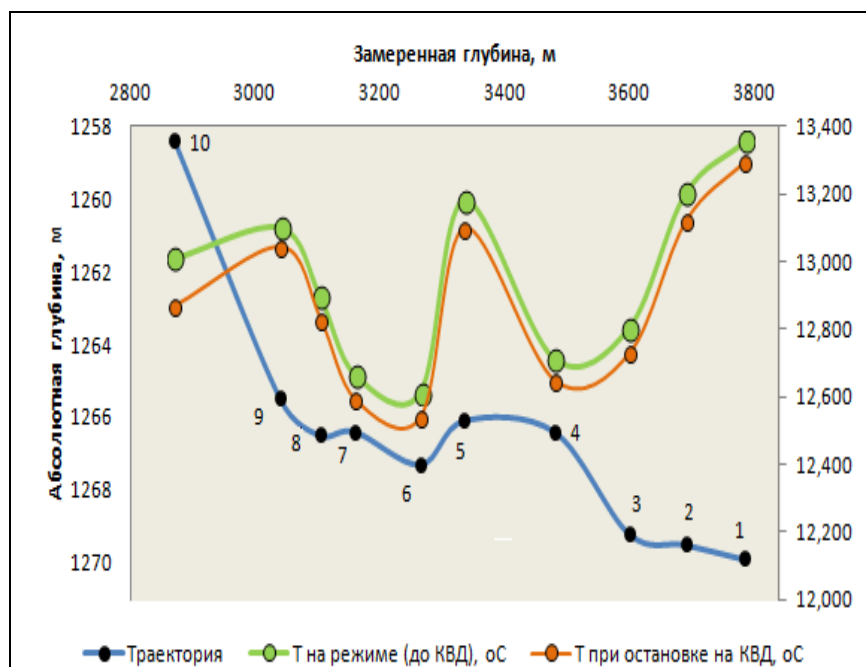


Рис. 1. График замеренных температур

В результате проведенной апробации моделей (рис. 2), созданных согласно предложенным подходам, удалось получить несколько вариантов распределения дебитов нефти и газа по стволу скважины, а также получить общие оценки притока. Общий рассчитанный дебит жидкости оказался в хорошей согласованности с фактическими промысловыми замерами дебита.

Применение рассмотренных методик для скважин Верхнечонского месторождения является уникальным опытом. Впервые методы определения профилей притока, разработанные на основе измерения распределенного изменения температуры, были модифицированы (для условий изменения фазового состава флюида вдоль исследуемого ствола скважины) и апробированы на данных, полученных с

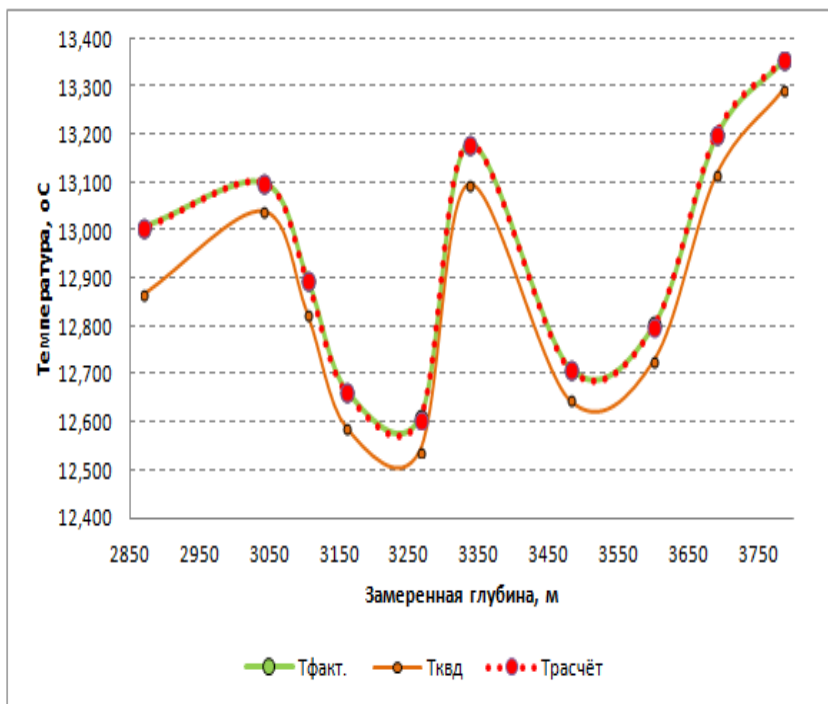


Рис. 2. Адаптация кривой расчетных температур (вариант 1)

помощью перманентных измерительных систем (ПТК «КАСКАД») в горизонтальных скважинах.

Литература

1. Wang X., Lee J., Thigpen B. et al. Norton Modeling Flow Profile Using Distributed Temperature Sensor (DTS) System // SPE. 2008. №111790.
2. Hasan A.R., Kabir C.S., Wang X. A Robust Steady-State Model for Flowing-Fluid Temperature in Complex Wells // SPE. 2009. №109765-PA-P.
3. Yoshioka K., Zhu D., Hill A.D. A New Inversion Method To Interpret Flow Profiles From Distributed Temperature and Pressure Measurements in Horizontal Wells // SPE. 2007. №109749.
4. Yoshioka K., Zhu D., Hill A.D. et al. A Comprehensive Model of Temperature Behavior in a Horizontal Well // SPE. 2005. №95656.
5. Yoshioka K., Zhu D., Hill A.D. et al. Prediction of Temperature Changes Caused by Water or Gas Entry Into a Horizontal Well // SPE. 2007. №100209-PA.

6. Zhuoyi Li, Ding Zhu. Predicting Flow Profile of Horizontal Wells by Down-hole Pressure and DTS Data for Infinite Waterdrive Reservoir // SPE. 2009. №124873-MS.

7. Рамазанов А.Ш., Нагимов В.М., Ахметов Р.К. Температурное поле в пласте с учетом термодинамических эффектов при работе скважины с переменным дебитом // Нефтегазовое дело. 2013. №1.

8. Рамазанов А.Ш., Нагимов В.М. Аналитическая модель для расчета температурного поля в нефтяном пласте при нестационарном притоке жидкости // Нефтегазовое дело. 2007. №1.

9. Рамазанов А.Ш., Паршин А.В. Температурное поле в нефтеводонасыщенном пласте с учетом разгазирования нефти // Нефтегазовое дело. 2006. №1.

ПЛАНИРОВАНИЕ И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГДИС НА НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ С ВЫСОКИМ ГАЗОВЫМ ФАКТОРОМ

А.Ю. Горлач, начальник отдела интерпретации ГДИС ООО «НТЦ ОЙЛТИМ»,

А.Г. Колягин, технический директор ООО «НТЦ ОЙЛТИМ»,

А.В. Барышников, генеральный директор ЗАО «УНС»,

С.П. Стуков, зам. генерального директора – главный геолог ЗАО «УНС»,

Ю.И. Тимохович, заместитель главного геолога ЗАО «УНС»

Базовая теория гидродинамических исследований, необходимая для планирования и составления дизайна исследования, хорошо изучена как для нефтяных, так и газовых скважин. Однако для скважин, имеющих пограничное соотношение газа и жидкости, выбор не очевиден, и тип исследований выбирает специалист. Примером являются скважины нефтяных пластов, работающих с высокими газовыми факторами, превышающими $1000 \text{ м}^3/\text{т}$, что по насыщению сопоставимо с газоконденсатными пластами. Осложняет ситуацию тот факт, что газовый фактор нефтяных пластов является динамическим свойством и при незначительных величинах в начале разработки, после истощения он может увеличиться в десятки раз. Таким образом, методика проведения и интерпретации ГДИС на месторождении не является постоянной и должна пересматриваться по мере изменения характеристик притока.

В статье рассмотрен пример планирования и интерпретации ГДИС на Ожгинском месторождении, расположенном в Пермском крае. Характер притока скважин данного месторождения в полной мере соответствует описанию, представленному ранее. Наличие га-