

# Графический метод определения параметров скин-зоны по данным температуры и давления в РН-ВЕГА

Ахметова О.В.<sup>1</sup>, Уразов Р.Р.<sup>1</sup>, Давлетбаев А.Я.<sup>1, 2</sup>, Мардамшин Р.Р.<sup>1</sup>, Сарапулова В.В.<sup>1</sup>, Гимаев А.Ф.<sup>3</sup>, Зылева С.А.<sup>3</sup>, Якупов Р.Ф.<sup>3</sup>, Пестриков А.В.<sup>4</sup>

<sup>1</sup>ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия, <sup>2</sup>Уфимский университет науки и технологий, Уфа, Россия, <sup>3</sup>ООО «Башнефть-Добыча», Уфа, Россия, <sup>4</sup>ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия  
ov\_akhmetova@bnipi.rosneft.ru

## Аннотация

В статье представлено описание алгоритма определения подвижности и радиуса скин-зоны вокруг вертикальной скважины, основанного на полулогарифмическом и логарифмическом анализах диагностических графиков динамики давления и температуры. Отличием представленного в работе совместного графического анализа диагностических графиков температуры и давления от других методик является использование в анализе как графика изменения температуры, так и ее логарифмической производной. Для верификации методики использованы синтетические данные по изменению температуры в пласте, сгенерированные в программном комплексе «РН-ВЕГА».

## Материалы и методы

Приведено сравнение результатов различных графических методик для определения свойств коллектора и флюида в скин-зоне и в удаленной зоне пласта по данным о динамике изменения температуры, давления и дебита. Показано, что использование двух диагностических графиков температуры уточняет результаты интерпретации.

Модели, описывающие поведение давления, построенные с учетом результатов диагностики, показали хорошую сходимость с промысловыми данными.

## Ключевые слова

радиально-композитный пласт, ТермоГДИС, вертикальная скважина, скин-фактор, графический анализ, диагностический график

Авторы выражают благодарность к.ф.-м.н. А.И. Федорову, Р.А. Исламову, д.т.н. А.И. Филиппову (ООО «РН-БашНИПнефть»), И.Р. Ямалову (ПАО «НК «Роснефть») за ценные замечания и обсуждение результатов.

## Для цитирования

Ахметова О.В., Уразов Р.Р., Давлетбаев А.Я., Мардамшин Р.Р., Сарапулова В.В., Гимаев А.Ф., Зылева С.А., Якупов Р.Ф., Пестриков А.В. Графический метод определения параметров скин-зоны по данным температуры и давления в РН-ВЕГА // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 3. С. 74–79. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-3-74-79

Поступила в редакцию: 24.04.2023

## DIAGNOSTICS

UDC 536.255 | Original Paper

## Graphical method for determining the parameters of the skin zone based on transient temperature and pressure data in RN-VEGA

Akhmetova O.V.<sup>1</sup>, Urazov R.R.<sup>1</sup>, Davletbaev A.Ya.<sup>1, 2</sup>, Mardamshin R.R.<sup>1</sup>, Sarapulova V.V.<sup>1</sup>, Gimaev A.F.<sup>3</sup>, Zyljova S.A.<sup>3</sup>, Yakupov R.F.<sup>3</sup>, Pestrikov A.V.<sup>4</sup>

<sup>1</sup>“RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia, <sup>2</sup>Ufa University of Science and Technology, Ufa, Russia, <sup>3</sup>“Bashneft-Dobycha” LLC, Ufa, Russia, <sup>4</sup>“NK “Rosneft” PJSC, Moscow, Russia  
ov\_akhmetova@bnipi.rosneft.ru

## Abstract

The article describes an algorithm for determining the mobility and radius of the skin zone based on semi-log and log-log analyses of diagnostic plots of pressure and temperature transient data. The use in the analysis both of the plots of temperature change and its derivative distinguishes the work joint graphical analysis of diagnostic plots presented from other methods. To verify the method, we used temperature synthetic data in the reservoir generated by the RN-VEGA.

## Materials and methods

We have presented a comparison of applying various graphic methods. It showed that producing reservoir and fluid properties in the skin zone and in the remote reservoir zone can be estimated using both transient temperature and pressure data dynamics. Analysis of two diagnostic temperature plots improves the result.

The models describing the pressure behavior in a radial composite reservoir, built taking into consideration the diagnostics results, showed good convergence with field data.

## Keywords

radial composite reservoir, Thermal dynamic well test, skin-factor, graphical analysis, diagnostic plot

## For citation

Akhmetova O.V., Urazov R.R., Davletbaev A.Ya., Mardamshin R.R., Sarapulova V.V., Gimaev A.F., Zyljova S.A., Yakupov R.F., Pestrikov A.V. Graphical method for determining the parameters of the skin zone based on transient temperature and pressure data in RN-VEGA. Exposition Oil Gas, 2023, issue 3, P. 74–79. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-3-74-79

Received: 24.04.2023

Современные телеметрические системы содержат датчики как давления, так и температуры, однако определение основных характеристик течения флюида в коллекторе [1] не включает анализ температуры. Наличие дополнительной информации о динамике температуры на забое скважины позволяет расширить количество параметров, определяемых при графическом анализе фактических кривых.

Скважинные термометры, входящие в состав глубинных манометров, имеют разрешение более  $0,01\text{ }^\circ\text{C}$  [2, 3], что позволяет фиксировать малые изменения температуры. Рациональность использования анализа температуры, совместно с анализом дебита и давления, связана с тем, что температурные возмущения распространяются по пласту медленнее, чем возмущения давления. Этот факт позволяет сделать анализ динамики температуры эффективным инструментом оценки параметров поврежденной или стимулированной прискважинной области [2, 4–11]. Графические методы диагностики, принятые в классическом анализе гидродинамических исследований скважин (ГДИС), позволяют определить скин-фактор и проницаемость пласта, а анализ динамики температуры — дополнительно оценить характеристики зоны вблизи скважины (радиус и проницаемость).

В значительном количестве теоретических работ отечественных и зарубежных авторов исследуются вопросы влияния свойств продуктивного пласта на динамику забойной температуры [12–14]. В работах исследователей предложен ряд графических методов диагностики призабойной зоны скважины. Первым такую методику предложил Э.Б. Чекалюк в работе [6], назвав ее «термозондированием пласта». Идея основана на том, что при изменении условий фильтрации флюида меняется и величина баротермического эффекта, и, как следствие, величина отклонения температуры от своего невозмущенного значения. Теоретической основой его метода явилось автомодельное аналитическое решение неизоэтермической задачи фильтрации для однофазного слабосжимаемого флюида в предположении постоянного дебита и пренебрежении изменением температуры за счет кондуктивной те-

плорпроводности. В своей работе Э.Б. Чекалюк предположил, что наиболее вероятной причиной изменения условий фильтрации является скачкообразное изменение проницаемости в призабойной зоне вследствие ее загрязнения. Согласно этой методике строится график изменения температуры от логарифма безразмерного радиуса термозондирования:

$$\frac{r_T}{r_w} = \sqrt{1 + \frac{(cp)_f Q t}{(cp)_i \pi h r_w^2}}, \quad (1)$$

где  $r_T$  — радиус термозондирования;  $r_w$  — радиус скважины;  $(cp)_f$  — объемная теплоемкость флюида;  $(cp)_i$  — объемная теплоемкость пластовой системы;  $h$  — эффективная толщина пласта;  $Q$  — дебит скважины;  $t$  — время, прошедшее с момента начала добычи жидкости в скважине. Здесь и далее единицы измерения физических величин указаны в международной системе единиц физических величин (СИ).

При наличии зон с разной проницаемостью на полулогарифмическом графике изменения температуры можно отметить два радиальных режима течения, представленных отрезками прямых с различными угловыми коэффициентами. Точка изменения наклона будет соответствовать началу влияния зоны изменения проницаемости, а отношение наклонов этих отрезков — коэффициенту подвижности скин-зоны  $M_s$ . Этот коэффициент определяется формулой (2):

$$M_s = \frac{k_s / \mu_s}{k / \mu}, \quad (2)$$

где  $k_s$ ,  $k$  — проницаемость призабойной зоны (скин-зоны) и пласта;  $\mu_s$ ,  $\mu$  — вязкость флюида в призабойной зоне и пласте соответственно. При использовании методики [6] проницаемость пласта определяется классическим анализом ГДИС, а вязкости полагаются равными  $\mu_s = \mu$ .

Аналогичная методика представлена в статье [7]. На основе анализа изменения дроссельной температурной аномалии от логарифма времени добычи авторы определили радиус и подвижность скин-зоны,

скин-фактор, обусловленный качеством перфорации и состоянием фильтра, а также скин-фактор, учитывающий неоднородность пласта.

Полулогарифмический график изменения температуры от времени для определения радиуса и подвижности скин-зоны использован также У. Мао и М. Zeidouni в работе [8]. Описанные выше методики дают хорошие начальные приближения к искомым характеристикам прискважинной зоны, однако при значениях коэффициента подвижности скин-зоны близких к единице и для зашумленных данных усложняется определение точки изменения наклона на полулогарифмическом графике динамики температуры. Кроме того, даже в идеальных случаях при тестировании указанных диагностик на модельных данных можно получить неверные результаты, выбрав неудачный диапазон для линейной аппроксимации участка постоянного наклона. Этот факт, установленный при тестировании модели, является следствием того, что между участками равного наклона наблюдается переходная зона, размеры которой зависят от влияния на динамику температуры теплопроводности и других физических характеристик процесса неизоэтермической фильтрации. На ранних временах наблюдается изменение наклона вследствие адиабатического эффекта [7].

Наряду с полулогарифмическими графиками изменения температуры на забое используется и динамика ее производной. В работах [9, 10] авторы используют логарифмическую производную  $|\Delta T' / \ln t| = |d\Delta T / d \ln \Delta t|$  для определения коэффициента подвижности скин-зоны, а радиус скин-зоны рассчитывают по формуле Хоукина [15], используя проницаемость пласта и скин-фактор, найденные при классическом анализе ГДИС. Производная является более чувствительным инструментом и позволяет точно определить диапазон времени, соответствующий равному наклону на полулогарифмическом графике изменения температуры, отсекая переходную зону и зону влияния адиабатического эффекта [9, 10]. Вследствие этого определение коэффициента подвижности скин-зоны по графику производной от логарифма времени дает более точные результаты. Наряду с логарифмической производной вида  $t dT/dt$  в работе [11] О.О. Дурн и Р.Н. Норне используют для локализации радиуса скин-зоны характерное состояние температуропроводности нефтенасыщенного пласта  $\beta = \sqrt{\alpha t}$ , где  $\alpha$  — температуропроводность пласта,  $t$  — время.

Анализ литературных источников показал, что использование только графика изменения температуры не дает однозначных результатов при значениях подвижности близких к единице и зашумленных исходных данных. Диагностический график производной не позволяет однозначно определить радиус скин-зоны, однако его исследование дает возможность точно выделить диапазоны равного наклона и определить размеры переходной зоны между ними. Этот факт исключает возможность неверного расположения диагностических линий на графике изменения температуры, где по пересечению диагностических линий определяется радиус скин-зоны.

ТермоГДИС — методика графического анализа, реализованная в ПК «РН-ВЕГА», основана на совместном использовании диагностических полулогарифмических графиков изменения температуры и ее производной.

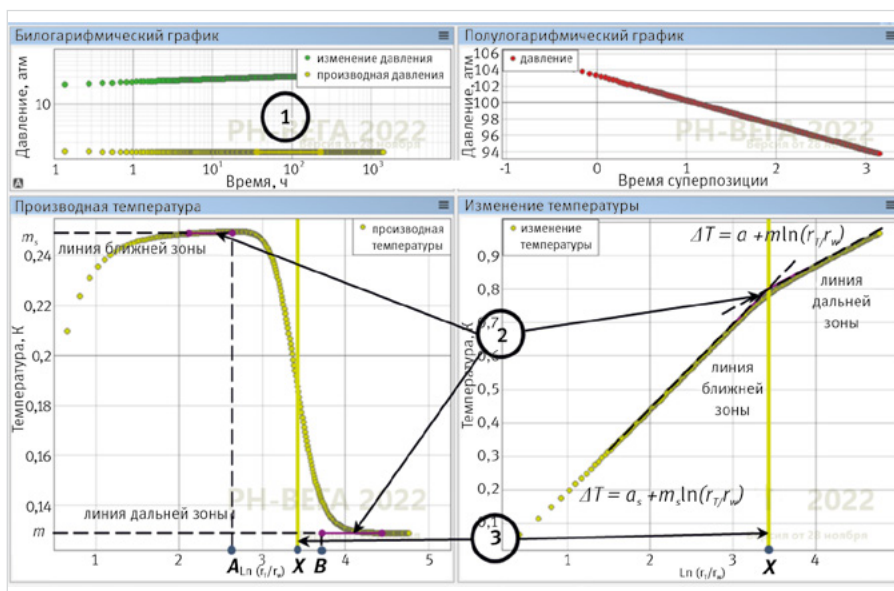


Рис. 1. Диагностические графики давления и температуры в ПК «РН-ВЕГА»  
Fig. 1. Diagnostic plots of pressure and temperature in the RN-VEGA

Алгоритм анализа данных давления и температуры для определения характеристик скин-зоны, реализованный в ПК «РН-ВЕГА», заключается в следующем:

- определение проницаемости пласта  $k$  методом анализа добычи и давления или интерпретации классического ГДИС методом кривой стабилизации давления (КСД) в добывающей скважине;
- вычисление радиуса термозондирования:

$$r_T = r_w \sqrt{1 + \frac{(cp)_f}{(cp)_t} \frac{Q_{нак}}{\pi h r_w^2}}, \quad (3)$$

где  $Q_{нак} = Qt$  — накопленная добыча с начала работы скважины.

1. Построение специального полулогарифмического графика  $\Delta T$  от  $\ln(r_T/r_w)$  (рис. 1).
2. Построение диагностического полулогарифмического графика  $\Delta T' = \frac{\partial \Delta T}{\partial (\ln(r_T/r_w))}$  от  $\ln(r_T/r_w)$  (рис. 1).
3. Добавление специальных линий:
  - на графике  $\Delta T'$  от  $\ln(r_T/r_w)$  выделяются линии нулевого наклона, ординаты которых соответствуют угловым коэффициентам:  $m_s$  — для ближней зоны и  $m$  — для дальней;
  - на графике  $\Delta T$  от  $\ln(r_T/r_w)$  две прямые с угловыми коэффициентами:  $m_s$  — для ближней зоны и  $m$  — для дальней, соответствующими ординатам на графике  $\Delta T'$  от  $\ln(r_T/r_w)$ , совмещаются с фактической кривой изменения температуры. Абсцисса  $X$  точки пересечения этих двух прямых определяет границу скин-зоны  $X = \ln(r_s/r_w)$ .
4. Определение коэффициента подвижности  $M_s$  как отношения ординат специальных линий на графике производной или угловых коэффициентов специальных линий на графике изменения температуры  $M_s = m/m_s$ .
5. Определение радиуса скин-зоны по формуле  $r_s = r_w \exp(X)$ .
6. Вычисление скин-фактора (при условии равенства вязкостей жидкости в ближней и дальней зонах  $\mu_s = \mu$ ) по формуле,  $S = (m_s/m-1)X$ , следующей из известной формулы Хоукинса [15].

На рисунке 1 представлены диагностические линии, соответствующие синтетическому тесту № 2 (табл. 1). Соответствие характерных

признаков на специальном и диагностическом полулогарифмических графиках исключает возможность ошибки выбора диапазонов для линейной аппроксимации. Использование графика производной делает возможной диагностику даже при подвижности скин-зоны близкой к единице, когда определение точки изменения наклона затруднено или невозможно. Предлагаемый подход позволяет улучшить результаты применения графической методики определения характеристик скин-зоны. Представленная методика протестирована в широких пределах изменения теплофизических и гидродинамических параметров (радиуса скин-зоны, проницаемостей скин-зоны и пласта, вязкости, пористости, сжимаемости, теплопроводности, объемных теплоемкостей флюида и пластовой системы, коэффициента Джоуля — Томсона, адиабатического коэффициента и др.) на синтетических данных, полученных для радиально-композитного пласта с использованием термогидродинамического расчетного модуля в ПК «РН-ВЕГА» [16].

В ходе расчетов использована математическая модель нестационарной неизотермической фильтрации несжимаемой жидкости в радиально неоднородном по проницаемости пласте. Входящее в модель уравнение сохранения энергии учитывает теплопроводность, дроссельный и адиабатический эффекты. В начальный момент времени давление и температура в пласте полагаются равными их начальным пластовым значениям. На границе скин-зоны задано равенство давлений, температур, потоков массы и тепла. На внешней границе задано пластовое давление (или отсутствие потока) и температура. Условие на стенке скважины учитывает влияние ствола скважины. Тепловой поток на границе со скважиной отсутствует.

С целью апробации описанных выше графических методик в расчетном модуле в ПК «РН-ВЕГА» сгенерирована динамика

Табл. 1. Варианты распределения параметров скин-зоны  
Tab. 1. Cases of skin-zone properties

№ теста	S	$k_s$ , мкм <sup>2</sup>	$r_s$ , м	$M_s$
1	5,0	3,6E-2	2,8	0,40
2	3,0	4,7E-2	2,5	0,52
3	1,0	6,5E-2	1,3	0,72
4	0,8	7,3E-2	3,0	0,81
5	-0,6	10,7E-2	3,6	1,20
6	-1,4	17,8E-2	1,7	1,98

Табл. 2. Расчетные параметры  
Tab. 2. Calculation properties

Название параметра	Значение
Радиус скважины, м	0,1
Пористость пласта, д. ед.	0,2
Общая сжимаемость системы, МПа <sup>-1</sup>	4,8E-5
Начальное пластовое давление, МПа	13
Начальная пластовая температура, °C	50
Адиабатический коэффициент, °C/Па	3E-8
Проницаемость пласта, мкм <sup>2</sup>	0,09
Вязкость пластовой жидкости, Па·с	2E-3
Плотность флюида, кг/м <sup>3</sup>	860
Удельная теплоемкость флюида, Дж/(кг·°C)	2 280
Плотность скелета породы, кг/м <sup>3</sup>	2 640
Удельная теплоемкость скелета породы, Дж/(кг·°C)	960
Коэффициент Джоуля — Томсона, °C/Па	4,7E-7
Эффективная толщина пласта, м	30,5
Коэффициент теплопроводности, Вт/(м·°C)	0,5, 2, 6
Дебит, м <sup>3</sup> /сут	200

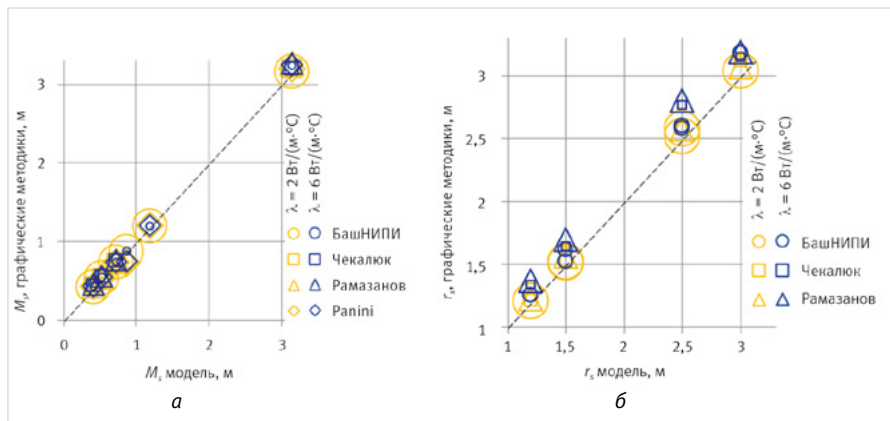


Рис. 2. Кросс-плоты соотношения модельных и прогнозных значений подвижности — а и радиуса — б скин-зоны

Fig. 2. Cross-plots of the ratio of model and forecast values of mobility — а and radius — б of the skin-zone

Табл. 3. Результаты тестирования методики на синтетических данных  
Tab. 3. Results of testing the methodology on synthetic data

Параметр	Модель	Оцененные значения	Уточненные значения ОГП	Уточненные значения РКП	Абсолютная разница	Относительная разница, %
$k$ , мкм <sup>2</sup>	0,09	0,0902	0,09	—	2E-4	0,22
$M_s$	0,5176	0,5184	—	0,5180	8E-8	0,15
$r_s$ , м	2,5000	2,5030	—	2,5024	3E-3	0,12
S	3,0000	2,9900	2,9945	—	1E-2	0,33

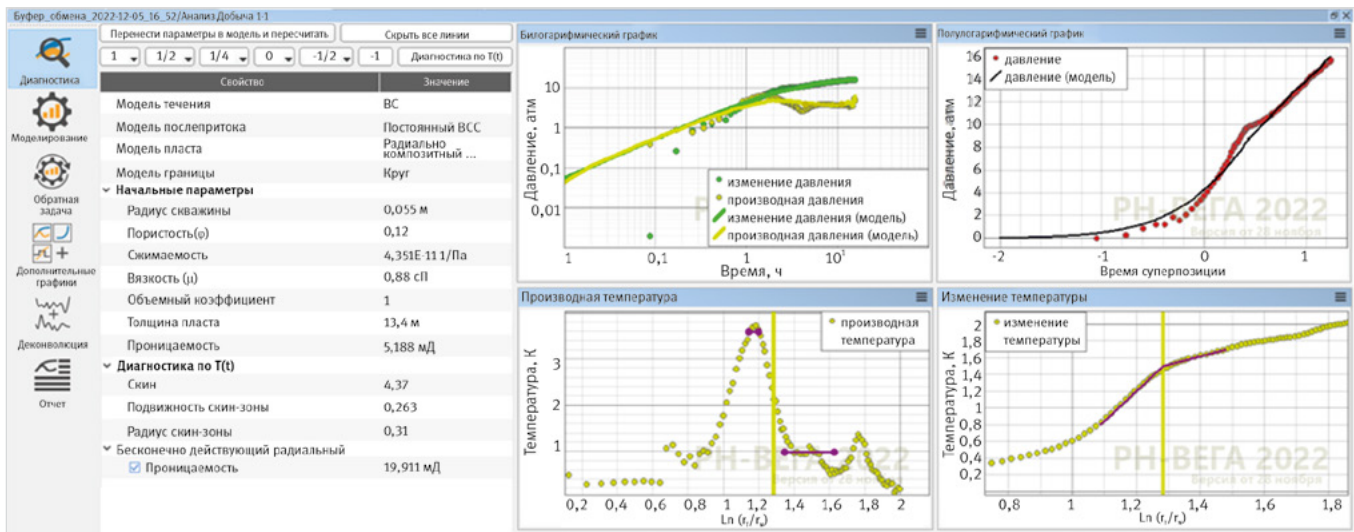


Рис. 3. Графический блок диагностики для фактических замеров  
 Fig. 3. Graphical diagnostic unit for actual measurement

температуры при следующих значениях расчетных параметров (табл. 2).

Динамика давления и температуры смоделирована в ПК «РН-ВЕГА» для различных случаев распределения характеристик призабойной зоны (табл. 1). С целью всестороннего анализа результатов применения графических методик рассмотрены варианты расчета, соответствующие положительным и отрицательным значениям скин-фактора, при различных подвижностях и радиусах скин-зоны. В расчетах 4 и 5 коэффициенты подвижности скин-зоны близки к единице.

Использование различных коэффициентов теплопроводности при моделировании температуры обусловлено тем, что при выводе теоретических основ обсуждаемых графических методик влиянием теплопроводности на динамику температуры при добыче пренебрегается. Сопоставление расчетов, отличающихся только значением теплопроводности, позволяет определить влияние величины теплопроводности на результаты термоГДИС.

Динамика температуры смоделирована в ПК «РН-ВЕГА» с интервалом записи значений  $t_i = 500$  с. Производная температуры  $\Delta T'$  рассчитана с применением конечно-разностных методов по центральной разности. Построены диагностические графики  $\Delta T$  от  $\ln t$  (методика [7]),  $\Delta T$  от  $\ln(r_T/r_w)$  (методика [6]),  $|\Delta T'_{\ln t}|$  от  $\ln t$  (методика [10]). Графики  $\Delta T'$  и  $\Delta T$  от  $\ln(r_T/r_w)$  использованы для определения коэффициента подвижности по методике, реализованной в ПК «РН-ВЕГА».

На рисунке 2 приведены соотношения модельных и прогнозных значений подвижности (рис. 2а) и радиуса (рис. 2б) скин-зоны.

Показано, что коэффициент подвижности скин-зоны диагностируется точнее, чем ее радиус. Диагностика только по специальному графику изменения температуры (методика [6, 7]) приводит к увеличению средней погрешности определения радиуса скин-зоны на 7 % и коэффициента подвижности на 2 % с ростом коэффициента теплопроводности с 0,5 до 6 Вт/(м·°С).

Анализ результатов тестирования графических методик по определению характеристик скин-зоны на синтетических значениях температуры показывает следующее:

- при значениях теплопроводности 2 Вт/(м·°С) и коэффициентах подвижности значительно больше или меньше единицы погрешность определения радиуса скин-зоны с использованием любой из графических методик не превышает 2 %, а подвижности — 3 %;
- при коэффициентах подвижности скин-зоны  $M_s$  близких к 1 определение параметров по методикам [6, 7] становится невозможным. Так, для вариантов 4 ( $M_s = 0,87$ ) и 5 ( $M_s = 1,19$ ) невозможно однозначно определить участки равного наклона на графике изменения температуры;
- с ростом коэффициента теплопроводности увеличивается переходная зона, затрудняется выбор диапазона для линейной аппроксимации на графике изменения температуры, растет погрешность диагностики по отношению угловых коэффициентов  $m/m_s$  и точке  $X$  пересечения прямых, соответствующих участкам равного наклона;

- лучшие результаты в определении коэффициента подвижности скин-зоны дает анализ графиков первой производной;
- использование  $\ln t$  вместо  $\ln(r_T/r_w)$  при расчете производных и построении графиков ухудшает результат диагностики не более чем на 2 %;
- при совместном использовании двух диагностических графиков — изменения температуры и ее производной — достигаются достоверные результаты: средняя погрешность определения радиуса скин-зоны не более 2 %, подвижности — 1 %.

Предложенный алгоритм реализован в ПК «РН-ВЕГА». С использованием классического анализа добычи (область 1, рис. 1) определена проницаемость пласта  $k$ . Сопоставлением ординат диагностических линий на графике производной температуры и их наклонов на графике изменения температуры (область 2, рис. 1) определен коэффициент подвижности скин-зоны  $M_s$ . Вертикальная линия (область 3, рис. 1) характеризует радиус скин-зоны  $r_s$ . Скин-фактор  $S$  рассчитывается по формуле Хоукинса [15]. Значения параметров, полученные при диагностике, приведены в таблице 3 в столбце «Оцененные значения». Далее возможны два сценария использования начальных приближений.

Первый сценарий заключается в том, что оцененные скин-фактор и проницаемость пласта используются в модели однородного гомогенного пласта (ОГП) как начальные приближения. По второму сценарию скин-зона представляется отдельной областью. В этом случае используется модель радиально-композитного пласта (РКП) с нулевым

Табл. 4. Результаты тестирования методики на промышленном примере  
 Tab. 4. Results of testing the methodology on a field example

Параметр	Оцененные значения	Уточненные значения ОГП	Уточненные значения РКП	Абсолютная разница	Относительная разница, %
$k$ , мкм <sup>2</sup>	0,01965	0,01966	—	1E-5	0,05
$k_s$ , мкм <sup>2</sup>	0,00517	0,005122	0,00512	5E-5	0,94
$M_s$	0,26	—	0,28	0,02	7,14
$r_s$ , м	0,31	—	0,30	0,01	3,33
$S$	4,37	4,18	—	0,19	4,55

скин-фактором, где в качестве начальных приближений используются полученные при диагностике значения проницаемости пласта, радиуса и коэффициента подвижности скин-зоны. В столбцах «Уточненные значения ОГП» и «Уточненные значения РКП» таблицы 3 приведены результаты решения обратных задач в соответствии с выбранным сценарием.

Возможность количественного определения параметров призабойной зоны с использованием описанной выше методики представлена на примере интерпретации данных скв. № 12, где проводился длительный мониторинг параметров скважины (дебит, давление, температура, обводненность) с дискретностью записи 5 минут. Датчик расположен на расстоянии 30 м от верхних дыр перфорации. Обводненность продукции 97–100 %. Через 0,5 часа после начала добычи средний дебит установился на уровне 18 м<sup>3</sup>/сут с отклонениями 7 %.

Выполнен анализ КСД, в результате которого определена проницаемость пласта (рис. 3). Проведена интерпретация анализа добычи с учетом данных по температуре: определены коэффициент подвижности и радиус скин-зоны. Вычислены скин-фактор и проницаемость скин-зоны (табл. 4).

Моделирование давления по первому и второму сценариям дает хорошее совмещение с фактическими данными. Уточнение значений параметров призабойной зоны достигается решением обратной задачи.

Средняя относительная разница между модельными и измеренными значениями давления для обоих сценариев не превышает 7 %.

#### Итоги

- Наличие скин-зоны оказывает заметное влияние на динамику изменения температуры на забое при добыче жидкости из продуктивного пласта. Поведение температуры на забое скважины определяется, наряду с коэффициентом Джоуля — Томсона, свойствами призабойной зоны, такими как радиус скин-зоны и проницаемость (или подвижность) скин-зоны.
- Результаты совместного анализа путем построения диагностических графиков по давлению и температуре показывают, что, следуя предложенной методологии, можно с высокой точностью оценить характеристики призабойной зоны. При тестировании на синтетических данных средняя относительная погрешность определения радиуса скин-зоны не превышает 2 %, подвижности — 1 %.
- В ПК «РН-ВЕГА» реализован инструмент оценки радиуса и коэффициента

подвижности призабойной зоны на этапе добычи. Это позволяет дополнить результаты классического метода анализа КСД информацией о размере и проницаемости околоскважинной области, используемые далее для моделирования динамики давления по двум сценариям. В среднем различие между модельными и измеренными фактическими значениями давления для обоих сценариев не превышает 7 %.

#### Выводы

- Предложен алгоритм графического анализа и интерпретации нестационарных данных температуры и давления, позволяющий количественно оценить размеры и подвижность измененной области вблизи скважины.
- Показано, что температурный сигнал несет информацию о фильтрационно-емкостных свойствах пласта в период добычи, а совместный анализ данных по температуре, дебиту и давлению может повысить качество интерпретации и снизить уровень неопределенности.
- Установлено, что изменение теплопроводности системы влечет за собой изменение размеров переходной зоны между участками равного наклона на специальном графике  $\Delta T$  от  $\ln(r_T/r_w)$  и, соответственно, равных ординат на диагностическом графике  $\Delta T'$  от  $\ln(r_T/r_w)$ .

#### Литература

- Horne R.N. Modern well test analysis: a computer-aided approach. Palo Alto: Petroway, 1990, 257 p. (In Eng).
- Onur M., Cinar M. Temperature transient analysis of slightly compressible, single-phase reservoirs. SPE Europec featured at 78th EAGE Conference and Exhibition, May 30–June 2, 2016, SPE-180074-MS. (In Eng).
- Валиуллин Р.А., Дорофеев В.С., Самарцева В.П. Исследование технического состояния обсадной колонны методом высокочувствительной термометрии // Нефтяное хозяйство. 1979. № 9. С. 54–56.
- McCabe K., Horne R.N. Estimating permeability anisotropy from downhole distributed temperature measurements. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2015, September 28–30, SPE-174972-MS. (In Eng).
- Sui W. et al. Determining multilayer formation properties from transient temperature and pressure measurements in commingled gas wells. International oil and gas conference and Exhibition in China,

- 2008, June 8–10, SPE-131150-MS. (In Eng).
- Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. Москва: Недра, 1965. 238 с.
- Ramazanov A.Sh. et al. Thermal modeling for characterization of near wellbore zone and zonal allocation. SPE Russian oil and gas conference and exhibition, 2010, October 26–28, SPE-136256-MS. (In Eng).
- Mao Y., Zeidouni M. Analytical solutions for temperature transient analysis and near wellbore damaged zone characterization. SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition, 2017, May 8–10, SPE-185990-MS. (In Eng).
- Onur M., Cinar M. Modeling and analysis of temperature transient sandface and wellbore temperature data from variable rate well test data. SPE Europec featured at 79th EAGE Conference and Exhibition, 2017, June 12–15, SPE-185802-MS. (In Eng).
- Panini F., Onur M. Parameter estimation from drawdown temperature transient data in the presence of a skin zone near the wellbore. SPE Europec featured at 80th EAGE Conference and Exhibition, 2018, June 11–14, SPE-190773-MS. (In Eng).
- Duru O.O., Horne R.N. Combined temperature and pressure data interpretation: applications to characterization of near-wellbore reservoir structures. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2011, October 30–November 2, SPE-146614-MS. (In Eng).
- Хабидуллин И.Л., Давлетбаев А.Я., Марьян Д.Ф., Хисамов А.А. Моделирование восстановления температурного поля в нефтяном пласте // Инженерно-физический журнал. 2018. Т. 91. № 2. С. 329–337.
- Филиппов А.И., Спиридонова Н.А., Жыргалбекова А.Ж. Развитие представлений о температурных процессах при фильтрации в пластах нефтяных месторождений // Инженерная физика. 2022. № 8. С. 21–30.
- Фахреева Р.Р., Зарафутдинов И.А., Питюк Ю.А. Численное моделирование изменения давления и температуры в пласте с положительным и отрицательным скин-фактором // Вестник Башкирского университета. 2019. Т. 24. № 2. С. 272–277.
- Hawkins M.F. A Note on the skin effect. Journal of petroleum technology, issue 8, P. 65–66. (In Eng).
- Уразов Р.Р. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU 2023612604. Программный комплекс «РН-ВЕГА». Правообладатель: ПАО «НК «Роснефть». 2023.

#### ENGLISH

#### Results

- The presence of a skin zone has a significant impact on the temperature change dynamics at the bottom hole when extracting fluid from the producing reservoir. The temperature behavior at the well bottom is determined, along with the Joule-Thomson coefficient, by the well bore zone properties, such as the skin zone radius and the skin zone permeability (or mobility).
- The results of a joint analysis by constructing pressure and temperature diagnostic plots show that, following the suggested methodology, we can preliminary estimate the well bore zone characteristics with a high accuracy level. When testing

on synthetic data, the average relative error in determining the skin zone radius does not exceed 2 %; that of mobility, 1 %.

- The RN-VEGA implements a tool for assessing the bottom hole zone radius and mobility coefficient at the extraction stage. This allows us to supplement the results of the classical analysis method for the pressure stabilization curve with information about the well bore zone size and permeability to be further used for modeling the pressure dynamics according two scenarios. On average, the difference between the modeled and the measured actual pressure values does not exceed 7 % for both scenarios.

## Conclusions

- We have proposed a graphic algorithm for interpreting the temperature and pressure data, which allows to quantitatively assess the size and mobility of the changed zone near the well.
- We have shown that the temperature signal carries the information about the reservoir permeability and porosity during extraction, whereas a joint analysis of temperature, flow rate, and pressure can improve the interpretation quality and reduce the uncertainty.

- We have found that a change in the system thermal conductivity entails changes in the dimensions of the transition zone between sections of equal slope on the special plot  $\Delta T$  from  $\ln(r_T/r_w)$  and, accordingly, the equal ordinates on the diagnostic plot  $\Delta T$  from  $\ln(r_T/r_w)$ .

## References

1. Horne R.N. Modern well test analysis: a computer-aided approach. Palo Alto: Petroway, 1990, 257 p. (In Eng).
2. Onur M., Cinar M. Temperature transient analysis of slightly compressible, single-phase reservoirs. SPE Europec featured at 78th EAGE Conference and Exhibition, May 30–June 2, 2016, SPE-180074-MS. (In Eng).
3. Valiullin R.A., Dorofeev V.S., Samarceva V.P. Investigation of the technical condition of the casing string by the method of highly sensitive thermometry. Oil industry, 1979, issue 9, P. 54–56. (In Russ).
4. McCabe K., Horne R.N. Estimating permeability anisotropy from downhole distributed temperature measurements. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2015, September 28–30, SPE-174972-MS. (In Eng).
5. Sui W. et al. Determining multilayer formation properties from transient temperature and pressure measurements in commingled gas wells. International oil and gas conference and Exhibition in China, 2008, June 8–10, SPE-131150-MS. (In Eng).
6. Chekalyuk E.B. Thermodynamics of oil reservoir. Moscow: Nedra, 1965. 238 p. (In Russ).
7. Ramazanov A.Sh. et al. Thermal modeling for characterization of near wellbore zone and zonal allocation. SPE Russian oil and gas conference and exhibition, 2010, October 26–28, SPE-136256-MS. (In Eng).
8. Mao Y., Zeidouni M. Analytical solutions for temperature transient analysis and near wellbore damaged zone characterization. SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition, 2017, May 8–10, SPE-185990-MS. (In Eng).
9. Onur M., Cinar M. Modeling and analysis of temperature transient sandface and wellbore temperature data from variable rate well test data. SPE Europec featured at 79th EAGE Conference and Exhibition, 2017, June 12–15, SPE-185802-MS. (In Eng).
10. Panini F., Onur M. Parameter estimation from drawdown temperature transient data in the presence of a skin zone near the wellbore. SPE Europec featured at 80th EAGE Conference and Exhibition, 2018, June 11–14, SPE-190773-MS. (In Eng).
11. Duru O.O., Horne R.N. Combined temperature and pressure data interpretation: applications to characterization of near-wellbore reservoir structures. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2011, October 30– November 2, SPE-146614-MS. (In Eng).
12. Habibullin I.L., Davletbaev A.Ya., Marin D.F., Hisamov A.A. Modeling of the temperature field recovery in the oil pool. Engineering physics and thermophysics, 2018, Vol. 91, issue 2, P. 329–337. (In Russ).
13. Filippov A.I., Spiridonova N.A., Zhyrgalbekova A.Z. Development of ideas about temperature processes during filtration in oil field formations. Engineering physics, 2022, issue 8, P. 21–30. (In Eng).
14. Fahreeva R.R., Zarafutdinov I.A., Pityuk Yu.A. Numerical simulation of pressure and temperature changes in a reservoir with positive and negative values of skin factor. Bulletin of Bashkir University, 2019, Vol. 24, issue 2, P. 272–277. (In Russ).
15. Hawkins M.F. A Note on the skin effect. Journal of petroleum technology, issue 8, P. 65–66. (In Eng).
16. Urazov R.R. Certificate of registration of a computer program RU 2023612604. “RN-VEGA” software package. Copyright holder of “NK “Rosneft” PJSC. № 2023612604, 2023. (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Ахметова Оксана Валентиновна**, д.ф.-м.н., главный специалист, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия,  
Для контактов: [ov\\_akhmetova@bnipi.rosneft.ru](mailto:ov_akhmetova@bnipi.rosneft.ru)

**Уразов Руслан Рубикович**, к.ф.-м.н., главный специалист, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

**Давлетбаев Альфред Ядгарович**, к.ф.-м.н., начальник управления, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия; доцент, Уфимский университет науки и технологий, Уфа, Россия

**Мардамшин Радмир Рустемович**, старший техник, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

**Сарапулова Вероника Владимировна**, к.ф.-м.н., главный специалист, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия,

**Гимаев Айрат Фоатович**, главный специалист, ООО «Башнефть-Добыча», Уфа, Россия

**Зылева Светлана Афанасьевна**, начальник отдела, ООО «Башнефть-Добыча», Уфа, Россия

**Якупов Рустем Фазылович**, к.т.н., заместитель начальника управления, ООО «Башнефть-Добыча», Уфа, Россия

**Пестриков Алексей Владимирович**, менеджер, ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

**Akhmetova Oksana Valentinovna**, doctor of physical and mathematical sciences, chief specialist, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia  
Corresponding author: [ov\\_akhmetova@bnipi.rosneft.ru](mailto:ov_akhmetova@bnipi.rosneft.ru)

**Urazov Ruslan Rubikovich**, candidate of physical and mathematical sciences, chief specialist, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

**Davletbaev Alfred Yadgarovich**, candidate of physical and mathematical sciences, head of department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia; associate professor, Ufa University of Science and Technology, Ufa, Russia

**Mardamshin Radmir Rustemovich**, senior technician, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

**Sarapulova Veronika Vladimirovna**, candidate of physical and mathematical sciences, chief specialist “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

**Gimaev Ayrat Footovich**, chief specialist, “Bashneft-Dobycha” LLC, Ufa, Russia

**Zyleva Svetlana Afanasyevna**, head of department, “Bashneft-Dobycha” LLC, Ufa, Russia

**Yakupov Rustem Fazylovich**, candidate of technical sciences, deputy head of the department, “Bashneft-Dobycha” LLC, Ufa, Russia

**Pestrikov Alexey Vladimirovich**, manager, “NK “Rosneft” PJSC, Moscow, Russia