

РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДОВ МАТЕМАТИЧЕСКОГО И КОМПЬЮТЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ СКВАЖИН СЛОЖНОЙ КОНСТРУКЦИИ В НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

Аннотация. В статье представляются способы интерпретации данных для скважин сложной конструкции в низкопроницаемых коллекторах без позднего режима работы скважины. Представлены результаты слепого тестирования полученного решения в сравнении с интерпретацией данных классическими подходами.

Ключевые слова: гидродинамические исследования скважин, скважины сложной конструкции, интерпретация данных ГДИС, низкопроницаемые коллекторы, закон Дарси, уравнение пьезопроводности, классический подход, уравнение пьезопроводности.

Введение. Основной целью моделирования скважин сложной конструкции являются гидродинамические исследования скважин (ГДИС), которые включают в себя анализ изменения притока к нефтяным скважинам, изучение динамики добычи флюида и анализ давления в процессе исследований.

В рамках ГДИС проводятся различные мероприятия на скважинах, включая измерение изменений забойных давлений и дебитов. Полученные данные обрабатываются для прогнозирования параметров продуктивных пластов и скважин. Например, моделирование может помочь предсказать поведение притока к скважине при изменении параметров добычи или определить оптимальные условия для максимальной добычи флюида.

ГДИС позволяют определить строение и свойства пластов, гидродинамическую связанность месторождения, информацию о процессе разработки и его динамике, выявить неоднородности пласта и получить данные о гидродинамических свойствах объекта разработки.

В работах [1-2, 4-5] рассмотрены и показаны классические подходы к анализу скважин, а именно: интерпретация данных ГДИС при помощи метода касательной (или метод Миллера-Дайса-Хатчинсона, метод МДН [8]) для кривой стабилизации давления (КСД) или при помощи метода Хорнера [10] для кривой восстановления давления (КВД).

Метод касательной позволяет определить параметры скважины, такие как проницаемость коллектора и объем пласта, даже при наличии газового фактора, однако требует знания начального давления в пласте, которое может быть сложно измерить при наличии газового фактора [9, 11]. В свою очередь, метод Хорнера может использоваться для определения эффективности дренирования пласта и оценки объема нефти, который может быть добыт из пласта, однако не подходит для определения проницаемости коллектора при наличии газового фактора, а также требует достаточно долгого периода времени для проведения исследования.

Материалы и методы. Гидродинамическое исследование одномерного, однофазного и неустановившегося течения флюида в пористой среде математически описывается уравнением пьезопроводности в радиальных координатах (1). Оно выражает связь между пластовым давлением, временем и расстоянием от скважины до точки наблюдения (обозначения параметров указаны в табл. 1).

$$\frac{\varphi \mu c_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right) \quad (1)$$

Уравнение пьезопроводности основано на законе Дарси (2), уравнении неразрывности (3) и уравнении состояния (4).

$$u_r = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \quad (2)$$

где u_r — скорость фильтрации, м/с.

$$-\varphi \frac{\partial \rho}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial (r \rho u_r)}{\partial r} \quad (3)$$

$$c = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p} \quad (4)$$

Обозначения параметров уравнения пьезопроводности

Обозначение	Название параметра	Единица измерения
p	Давление	Па
r	Радиальное расстояние от точки наблюдения до скважины	м
k	Проницаемость	мД
c_t	Сжимаемость	$\frac{1}{\text{Па}}$
t	Время	сек
φ	Пористость	д. ед.
μ	Вязкость	Па * сек

При выводе уравнения пьезопроводности применяются следующие предположения:

- радиальный режим притока по всей эффективной толщине пласта;
- пласт считается однородным и изотропным;
- толщина пласта, дебит, проницаемость и вязкость считаются постоянными;
- сжимаемость жидкости считается малой и постоянной;
- градиенты давления являются малыми, а гравитационные силы пренебрежимо малыми.

Эти допущения применяются в процессе вывода уравнения пьезопроводности для обеспечения удобства и упрощения математических выкладок, а также позволяют сформулировать основные зависимости и решения, не утратив при этом значимости и применимости модели.

С учетом граничных условий, а именно:

- установившееся давление по всему пласту в скважине малого радиуса;

$$\lim_{r_D \rightarrow 0} \left(r_D \frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right) = -1, \quad t_D > 0 \quad (5)$$

- условие бесконечности пласта:

$$r_D = \infty, p_D = 0 \quad (6)$$

- радиус скважины пренебрежимо мал по сравнению с радиусом исследования.

Решение дифференциального уравнения (1) принимает вид (обозначения параметров указаны в табл. 2):

$$P_{\text{нач}} - P(r, t) = -9.205 \frac{qB\mu}{kh} E_i \left(-\frac{\varphi\mu c_t r^2}{0.00144kt} \right) \quad (7)$$

Таблица 2

Обозначения параметров уравнения линейного стока

Обозначение	Название параметра	Единица измерения
$P_{\text{нач}}$	Начальное давление	Па
$P(r, t)$	Давление на радиусе исследования r и времени исследования t	Па
q	Дебит скважины	$\frac{\text{м}^3}{\text{сек}}$
h	Толщина пласта	м
B	Объемный коэффициент	$\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}$

Проблема исследования. При анализе притока к скважине с горизонтальным окончанием ствола возникают особенности ее позиционирования. Одни исследователи рассматривают такую скважину в качестве линии стоков, другие же считают ее вертикальной трещиной с высотой, равной диаметру скважины [6]. До сих пор нет точного аналитического решения для этой проблемы, и в различных подходах приходится использовать приближения.

Классический подход к анализу нефтяных скважин эффективен для вертикальных скважин. Однако при исследовании скважин сложной конструкции (с гидроразрывом пласта или горизонтальным окончанием ствола) необходимо учитывать поздний псевдорадийный режим работы скважины [7].

В противном случае, классический подход работает некорректно и не позволяет объективно оценить свойства пласта. Поэтому требуются специальные методы интерпретации, основанные на дорадиальных режимах фильтрации. В качестве одного из таких методов выступает функция инварианта связи фильтрационно-емкостных свойств на линейном и псевдорадиальном режимах [3].

Для каждого замера давления во времени проводится расчет фильтрационного и емкостного параметров, причем значение фильтрационного параметра используется для поиска емкостного параметра по выбранной эталонной функции, которая зависит от скин-фактора. Далее на основании фильтрационного параметра рассчитывается длина трещины, а на основании емкостного параметра — абсолютная проницаемость.

При данной реализации корректная интерпретация данных ГДИС подразумевает значение накопленной ошибки между эталонным и расчетным показателями по длине, проницаемости и скин-фактору, стремящееся к 0.

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1}^n |L_{\text{этал}}(t_i) - L_{\text{расч}}(t_i)| \rightarrow 0 \\ \sum_{i=1}^n |k_{\text{этал}}(t_i) - k_{\text{расч}}(t_i)| \rightarrow 0 \\ \sum_{i=1}^n |S_{D_{\text{этал}}}(t_i) - S_{D_{\text{расч}}}(t_i)| \rightarrow 0 \end{array} \right. \quad (8)$$

Результаты. Для реализации данной задачи был реализован MVP модуля интерпретации данных ГДИС (рис. 1). В нем отображены следующие графики:

- расчетной и эталонной длины трещины;
- расчетной и эталонной проницаемости;
- S-фактора на малом эллипсе, позволяющем интерпретировать данные ГДИС до интерференции между трещинами;

- S-фактора на большом эллипсе, предназначенном для интерпретации данных ГДИС по всей длине скважины;
- диагностический график с возможностью фильтрации данных на малом и большом эллипсе по времени.

Также отображена статистическая таблица, которая содержит:

- расчетное значение проницаемости;
- расчетную длину линейного стока;
- расчетные значения S-фактора (как исходное, так и нормированное на количество трещин);
- итоговую накопленную ошибку.

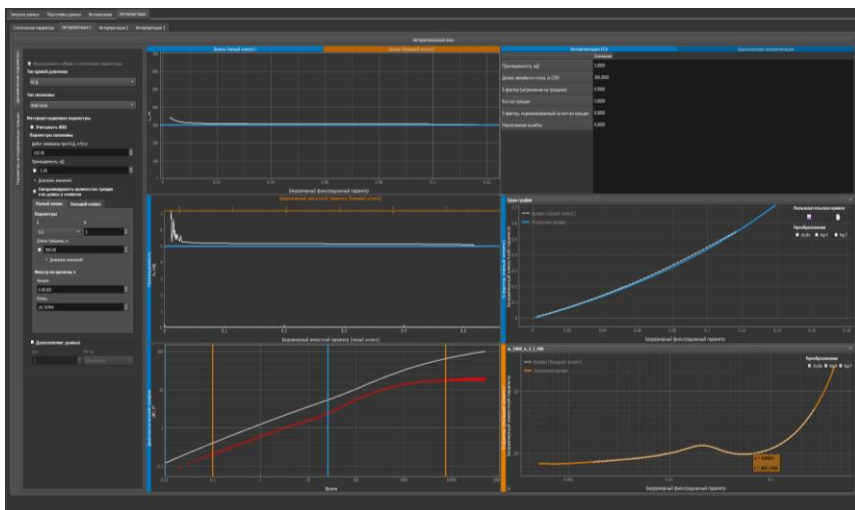
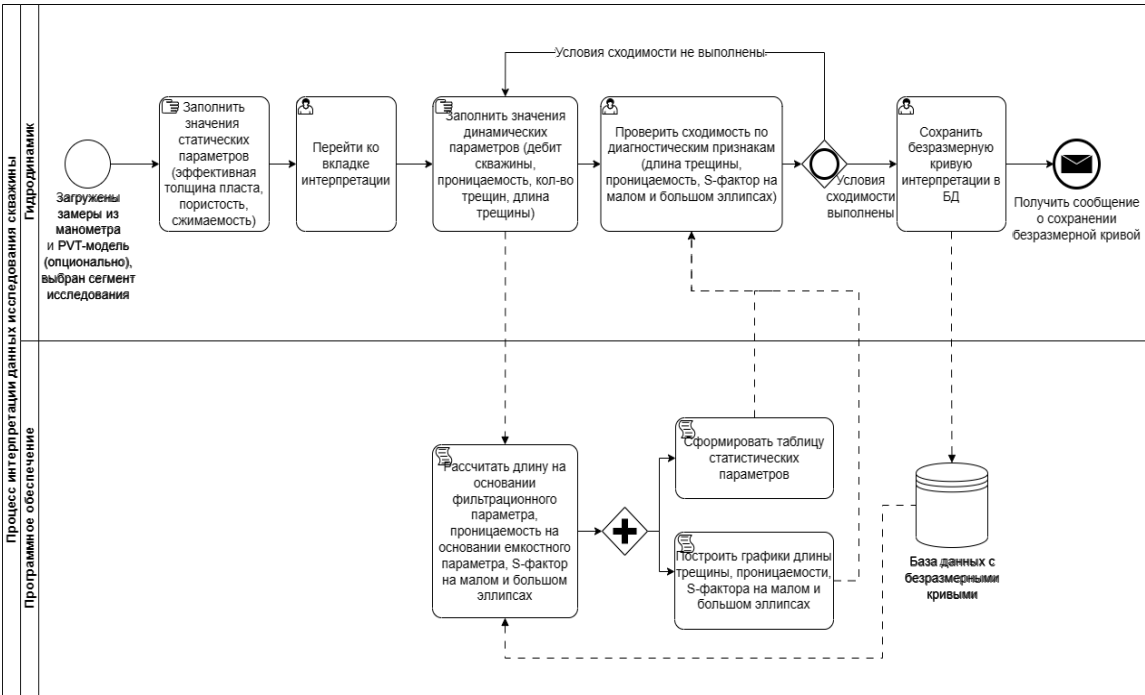


Рис. 1. MVP модуля интерпретации

На рис. 2 показан процесс интерпретации данных ГДИС с точки зрения эксперта-гидродинамика и его взаимодействия в ПО.

В рамках слепого тестирования корректности интерпретации данных ГДИС при помощи численной модели KAPPA Saphir был сгенерирован произвольный кейс горизонтальной скважины с МГРП со следующими свойствами (степень зашумленности данных — средняя (табл. 3)).

Рис. 2. Бизнес-процесс интерпретации данных ГДИС в нотации BPMN



Свойства исследуемой скважины

<i>Параметр</i>	<i>Значение</i>	<i>Единица измерения</i>
Тип скважины	Нефтяная	-
Тип исследуемой кривой	КСД	-
Время исследования	400	ч
Длина скважины	1540	м
Полудлина трещины	80	м
Количество стадий	12	-
Проницаемость (фазовая)	1	мД
Скин-фактор	0	-
Влияние ствола скважины	0.1	-
Эффективная толщина пласта	10	м
Радиус скважины	0.1	м
Пористость	0.1	д. ед.
Объемный коэффициент	1	$\frac{м^3}{м^3}$
Вязкость	1	сП
Сжимаемость	0.0001	$\frac{см^2}{кг}$

Для визуализации результатов интерпретации в качестве примера приведен один из нескольких возможных вариантов интерпретации экспертом-гидродинамиком данных ГДИС, а именно — случай на 8 трещин с полудлиной трещины 250 м.

На рис. 3 показан результат интерпретации с помощью численной модели KAPPA Saphir, на рис. 4 — результат интерпретации в разрабатываемом ПО.

В результате интерпретации решение от KAPPA Saphir на ошибочном примере показало хорошую сходимость по линейному участку на бигарифмической производной, в то время как в разрабатываемом ПО при тех же условиях из 4 диагностических признаков сходимость была обеспечена только по одному — S-фактору на большом эллипсе, что в свою очередь позволяет гидродинамику

сделать вывод о том, что им было выбрано ошибочное количество трещин для интерпретации и его нужно изменить. Также данный вывод распространяется на значения длины трещины и проницаемости.

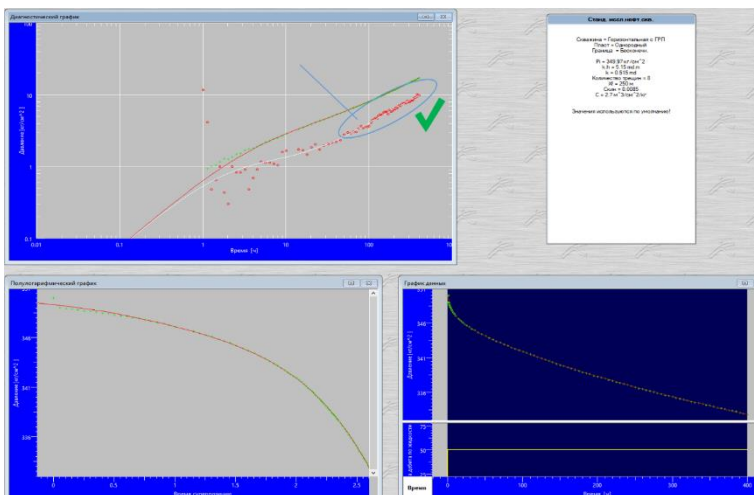


Рис. 3. Результат интерпретации в KAPPA Saphir (8 трещин)

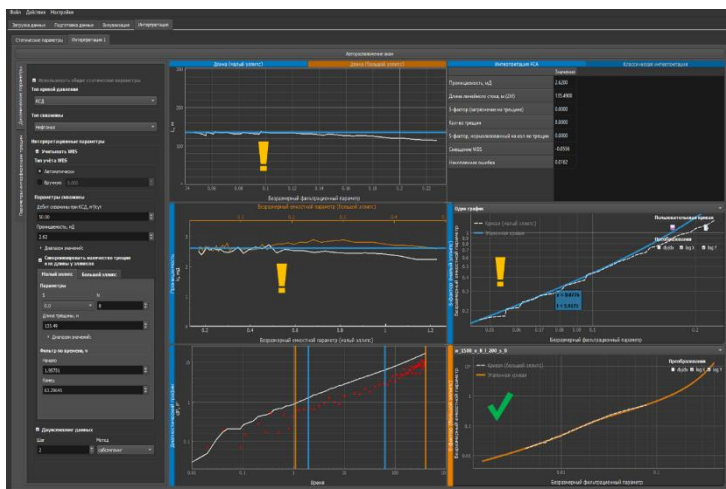


Рис. 4. Результат интерпретации в разработанном ПО (8 трещин)

В табл. 4 и 5 приведены результаты для различных примеров интерпретации в KAPPA Saphir и разрабатываемом ПО соответственно. Жирным шрифтом выделен искомый результат интерпретации.

Таблица 4

Результаты интерпретации данных ГДИС в KAPPA Saphir

<i>Количество трещин МГРП</i>	<i>Полудлина трещины, м</i>	<i>Проницаемость, мД</i>	<i>Скин-фактор</i>	<i>Сходимость по диагностическим признакам</i>
21	30	1.61	0	есть
19	41	1.37	0	есть
16	60	1.1	0	есть
12	80	1	0	есть
8	250	0.52	0	есть
5	361	0.54	0	есть
3	663	0.48	0	есть
11	100	0.8	0	есть
13	70	0.9	0	есть

Таблица 5

Результаты интерпретации данных ГДИС в разрабатываемом ПО

<i>Количество трещин МГРП</i>	<i>Полудлина трещины, м</i>	<i>Проницаемость, мД</i>	<i>Скин-фактор</i>	<i>Сходимость по диагностическим признакам</i>
21	58	0.60	0	нет
19	58	0.71	0	нет
16	70	0.73	0	нет
12	80	1	0	есть
8	68	2.6	0	нет
5	80	4.63	0	нет
3	114	6.42	0	нет
11	78	1.12	0	есть
13	86	0.78	0	нет

Заключение. На основании проведенного исследования можно сделать следующие выводы. Сходимость по диагностическим признакам является важным показателем для корректной интерпретации гидродинамических исследований скважин сложного заканчивания. В условиях ограниченной длительности исследований и низкого качества входных данных, требуется более высокочувствительный инструмент анализа, который позволяет достичь более точных результатов интерпретации.

Благодаря высокой чувствительности исследуемых параметров, можно обнаружить и проанализировать даже малейшие изменения и отклонения, что является важным при анализе гидродинамических исследований. Учитывая ограниченную длительность проведения исследований и низкое качество доступных данных, необходимо иметь инструмент, способный производить более точные интерпретации и делать достоверные выводы.

Таким образом, разработка более высокочувствительного аналитического подхода позволяет получить более достоверные результаты при анализе гидродинамических исследований скважин сложного заканчивания. Это имеет практическую значимость, поскольку позволяет более эффективно использовать ограниченное время и ограниченные ресурсы при проведении исследований.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Грачев С. И. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений горизонтальными скважинами : монография / С. И. Грачев, А. В. Стрекалов, А. С. Самойлов. — Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2016. — 204 с. — Текст : непосредственный.
2. Грачев С. И. Исследование влияния трансформации двухфазной фильтрации на формирование зон невыработанных запасов нефти / С. И. Грачев, В. А. Коротенко, Н. П. Кушакова. — Текст : непосредственный // Записки горного института. — 2020. — Т. 241. — С. 68-82.
3. Коваленко И. В. Разработка методов интерпретации гидродинамических исследований трещин гидроразрыва пласта и горизонтальных скважин при отсутствии псевдорадимального режима фильтрации : 25.00.17 : дис. ... канд. техн. наук / И. В. Коваленко. — Тюмень: ТюмГНГУ, 2013. — 120 с. — Текст : непосредственный.

4. Колонтай М. В. Управление скважинами с горизонтальным окончанием ствола при моделировании разработки нефтегазовых месторождений / М. В. Колонтай, В. С. Путохин. — Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 2001. — № 2. — С. 26-28.
5. Кременецкий М. И. Постоянный мониторинг забойных параметров и ГДИС для совместно разрабатываемых пластов / М. И. Кременецкий, А. И. Ипатов, Н. Н. Черноглазова. — Текст : непосредственный // SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition : труды SPE. — Москва, 2010. — С. 1184-1187.
6. Кричевский В. М. Особенности разработки низкопроницаемых коллекторов: «Где наша нефть?» / В. М. Кричевский, Д. Н. Гуляев, Т. Г. Вафина. — Текст : непосредственный // Инженерная практика. — 2014. — № 7-8. — С. 46-49.
7. Морозов П. Е. Определение параметров пласта по данным мгновенного изменения давления в горизонтальной скважине. / П. Е. Морозов. — Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. — 2018 — № 11. — С. 36-42.
8. Shaik A. R. Modeling of Near-Well Matrix Acidization / A. R. Shaik, P. Y. Tomin, D. V. Voskov. — Direct text // 43rd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. — 2018. — Pp. 30-46.
9. Hydraulic fracturing test with prefabricated crack on anisotropic shale: Laboratory testing and numerical simulation / Da'an Liu, Xiaoshan Shi, Xin Zhang [et al]. — Direct text // Journal of Petroleum Science and Engineering. — Vol. 168. — 2018. — Pp. 409-418.
10. Dmour H. N. Pre-Post Frac Test Data Analysis for Hydraulically Fractured Vertical Tight Gas Well-Field Case Study / H. N. Dmour, E. M. Shokir. — Direct text // Petroleum Science and Technology. — 2010. — Vol. 28, № 2.— P. 155-175.
11. Haimson B. Hydraulic Fracturing in Porous-Permeable Materials / B. Haimson, C. Fairhurst. — Direct text // Journal of Petroleum Technology. — 1969. — Vol. 21, № 7.— Pp. 811-817.