

## Инновационный подход к проведению и интерпретации гидродинамических исследований скважин, работающих в периодическом режиме

А.А. Колтунович\*, Д.С. Сергомасов, С.С. Ключин

СургутНИПИнефть ПАО «Сургутнефтегаз», г. Сургут, Россия

E-mail: \*anyakoltunovich98@mail.ru

**Аннотация.** Целью данной работы является разработка эффективных алгоритмов интерпретации исследований скважин, работающих в периодическом режиме. Для достижения поставленной цели был предложен комбинированный подход, включающий в себя следующие методы проведения и интерпретации: фильтрационные волны давления, «кривой реакции» и численное моделирование. Особенностью данного подхода является возможность сохранить темп добычи, при этом определить фильтрационно-емкостные параметры и пластовое давление. Предлагаемый способ был рассмотрен на примере исследований скважин разрабатываемого месторождения ПАО «Сургутнефтегаз».

В данной работе был предложен подход к интерпретации гидродинамических исследований, не требующий остановки скважин, работающих в периодическом режиме, который является дополнительным источником информации о фильтрационных параметрах и энергетическом состоянии пласта. Для определения достоверности полученных результатов предлагаемого подхода был проведен сравнительный анализ с результатами классических методов интерпретации, показавший удовлетворительную сходимость.

**Ключевые слова:** гидродинамические исследования скважин, фильтрационно-емкостные свойства пласта, периодический фонд скважин, гармонические колебания, фильтрационные волны давления.

**Для цитирования:** Колтунович А.А., Сергомасов Д.С., Ключин С.С. Инновационный подход к проведению и интерпретации гидродинамических исследований скважин, работающих в периодическом режиме // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 2(41). С. 184–195. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art12>

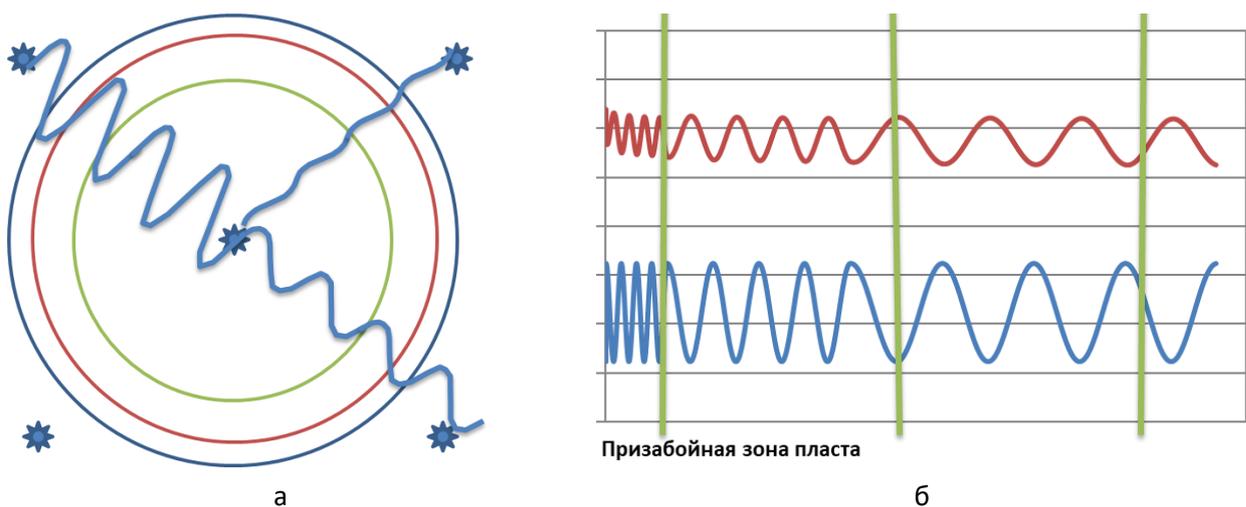
На сегодняшний день, в условиях активной разработки низкопроницаемых коллекторов, фонд скважин, работающих в периодическом режиме, составляет около четверти от общего фонда нефтяных скважин ПАО «Сургутнефтегаз». Решение проблемы проведения гидродинамических исследований скважин (ГДИС) периодического фонда классическими методами, например, методом кривой восстановления давления (КВД), являющимся самым информативным, требует длительных остановок скважин, что не всегда

представляется. Исходя из этого, в настоящее время является актуальной проблема поиска альтернативных технологических и методологических способов исследования скважин периодического фонда, при которых потери добычи могут быть сокращены.

Для решения этой проблемы предлагается подход, заключающийся в комбинировании следующих методов проведения и интерпретации ГДИС: фильтрационных волн давления (далее – ФВД), «кривой реакции» и численного моделирования.

Под первым этапом подразумевается применение метода ФВД для определения фильтрационно-емкостных параметров пласта [1]. Он заключается в том, что повторяющиеся циклы изменяющегося дебита, зарегистрированные

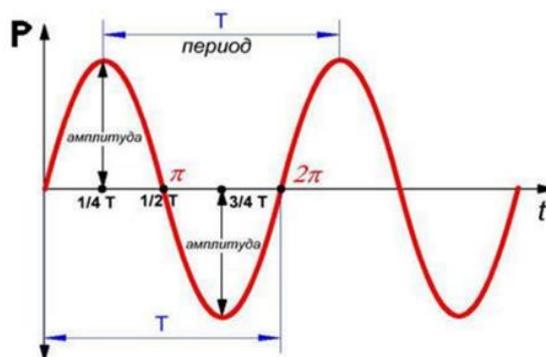
на периодической скважине, принимаются за фильтрационные волны (рис. 1), и производится расчет по приведенным формулам для определения значений таких параметров, как гидропроводность, проницаемость и пьезопроводность.



**Рис. 1.** Графическое изображение метода ФВД:  
 а – схематическое изображение прослушивания импульса на окружающих скважинах;  
 б – график «самопрослушивания» скважины

Реализация этапа не требует длительной остановки скважины и позволяет построить картину изменений гидропроводности пласта по мере удаления от скважины. Математическая

обработка полученных гармонических колебаний давления (рис. 2) осуществляется проведением расчетов [2] по приведенным ниже формулам (1)–(4).



**Рис. 2.** График гармонических колебаний

$$\varepsilon = \frac{Q(\omega)}{8P(\omega) |\sin(\sigma_p - \sigma_q)|}, \quad (1)$$

$$\frac{\chi}{r_c^2} = \frac{\gamma^2}{4} \omega \exp\left(\frac{\pi}{2tg(\sigma_q - \sigma_p)}\right), \quad (2)$$

$$k = \frac{\varepsilon \mu}{h}, \quad (3)$$

$$\chi = \frac{k}{\mu \beta^* m}. \quad (4)$$

где  $\varepsilon$  – гидропроводность, мкм<sup>2</sup>·м/(мПа·с);  
 $Q(\omega)$  – амплитудное значение дебита, м<sup>3</sup>/сут;  
 $P(\omega)$  – амплитудное значение давления, Па;  
 $\sigma_q, \sigma_p$  – сдвиги фаз по дебиту и давлению соответственно, ед.;  
 $k$  – проницаемость, м<sup>2</sup>;  
 $\chi$  – пьезопроводность, м<sup>2</sup>/с;  
 $r_c$  – (приведенный) радиус скважины, м;  
 $\gamma = 1,781$  – постоянная Эйлера;  
 $\omega$  – циклическая частота воздействия, Гц;  
 $\beta^*$  – сжимаемость системы, 1/Па;  
 $h$  – средняя эффективная мощность, м;  
 $m$  – пористость, доли ед.;  
 $\mu$  – вязкость водонефтяной эмульсии, мПа·с.

Второй этап представляет собой применение метода «кривой реакции», позволяющего в комбинировании с результатами, полученными на первом этапе, определить параметры, необходимые

для дальнейшей интерпретации. Этот метод, используемый как подход к исследованию без остановки скважины, позволяет учитывать изменение дебита во время проведения ГДИС [3]:

$$P_w = P_i - \frac{6,215B\mu}{\sqrt{x_f}kh\sqrt{c_{fD}}} \sqrt[4]{\frac{k}{m\mu c_t}} \sum_{j=1}^N [-(q_j - q_{j-1})^4 \sqrt{t - t_{j-1}}] - c_1 q_N,$$

где  $P_w$  – прогнозное давление, Па;  
 $P_i$  – начальное давление ( $t = 0$ ), Па;  
 $B$  – объемный коэффициент флюида, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;  
 $x_f$  – полудлина трещины, м;  
 $c_{fD}$  – безразмерная проводимость трещины;  
 $c_t$  – суммарная сжимаемость пласта и жидкости, 1/Па;

$N$  – количество режимов;  
 $j$  – номер режима;  
 $q_j$  – дебит режима  $j$ ;  
 $f$  – конечный режим;  
 $t$  – время с момента запуска скважины, ч;  
 $c_1$  – константа, Па·сут/м<sup>3</sup>

Методической особенностью применяемого метода является то, что при наличии кривой изменения давления на двух или более режимах проводится интерпретация не самой кривой изменения давления, а кривой разности между фактическими значениями давления на этом режиме и прогнозными значениями, полученными путем аппроксимации (в полулогарифмических координатах) кривой давления на предыдущем режиме. Интерпретация производится с учетом разности дебитов на этих режимах.

Метод «кривой реакции» дает возможность учесть изменение давления как

реакцию на изменение дебита. Он был применен при исследовании скважины № 1.

Из-за смены режима работы скважины (рис. 3) во время регистрации кривой стабилизации давления (КСД) не был достигнут радиальный режим фильтрации (далее – РРФ). Длительность регистрации КСД до изменения режима оказалась недостаточной для достижения требуемого уровня информативности результатов интерпретации ГДИС. Вследствие этого полученные результаты интерпретации КСД значительно отличаются от результатов обработки КВД этой скважины (табл. 1), где диагностируется выход на РРФ.

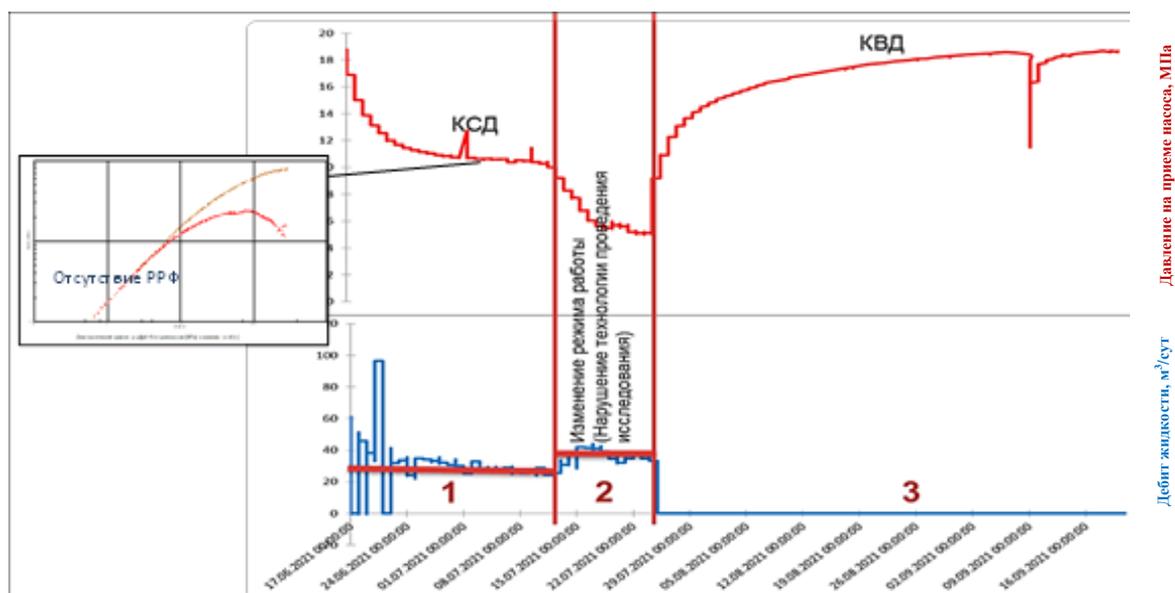


Рис. 3. Кривая восстановления давления скважины №1

Таблица 1

**Результаты обработки и интерпретации КСД, КВД скважины № 1**

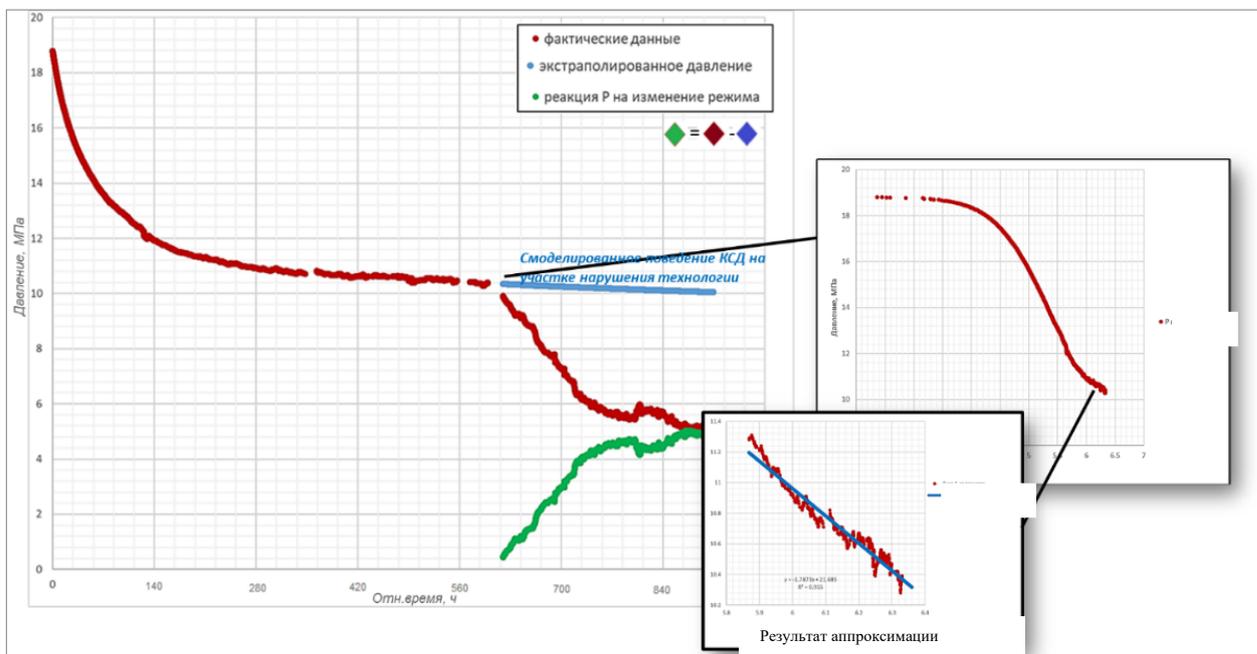
Параметр, ед. изм.	КСД (режим 1)*	КВД (режим 3)** – эталонное исследование	Относительная разница, %
Проницаемость $k$ , мД	11,5	4,01	187,8
Гидропроводность $E$ , мД·м/(мПа·с)	73,6	25,6	187,5
Полудлина трещины $Xf$ , м	80,6	87,5	8,6
Скин-фактор $S$	-2,03	-5,81	65

\* в ходе исследования РРФ не достигнут;

\*\* исследование с выходом на РРФ.

В данном случае одним из альтернативных методов, решающих проблему низкого уровня информативности недостаточной длительности

зарегистрированной КСД [4], является метод «кривой реакции», в котором учитывается изменение режима работы скважины во время проведения исследования (рис. 4).



**Рис. 4.** Определение реакции на изменение режима во время проведения исследования скважины № 1 с помощью кривой реакции (путем аппроксимации конечного участка фактического давления на 1 режиме)

Поскольку эта «кривая реакции» должна иметь «падающий» характер, была рассчитана разность между произвольной константой и каждой точкой зеленой кривой. Затем, преобразованная кривая была обработана с учетом разности дебитов на первом и втором режимах [5] методом наилучшего совмещения в программном модуле (ПМ) «Saphir» программного

комплекса (ПК) «Ecrin» как кривая, полученная при пуске скважины. В ходе обработки была применена модель вертикальной скважины с трещиной гидроразрыва пласта (ГРП) в однородном пласте.

При сравнении с результатами интерпретации длительной КВД относительная разница составила не более 7% (табл. 2).

Таблица 2

**Результаты обработки и интерпретации «кривой реакции» и КВД**

Параметр, ед. изм.	Метод реакции (режимы 1–2)	КВД (режим 3)** – эталонное исследование	Относительная разница, %
Проницаемость $k$ , мД	4,27	4,01	6,1
Гидропроводность $E$ , мД·м/(мПа·с)	27,3	25,6	6,2
Полудлина трещины $X_f$ , м	89,0	87,5	1,7
Скин-фактор $S$	-5,05	-5,81	1,5

Таким образом, принимая изменение дебита во время остановки/запуска периодической скважины за изменение режима во время проведения исследования, данный метод с использованием рассчитанных фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) позволяет определить такие параметры, как модель скважины, скин-фактор, полудлину трещины ГРП посредством применения наилучшего совмещения модельной кривой с фактической в ПМ «Saphir» ПК «Ecrin» [6].

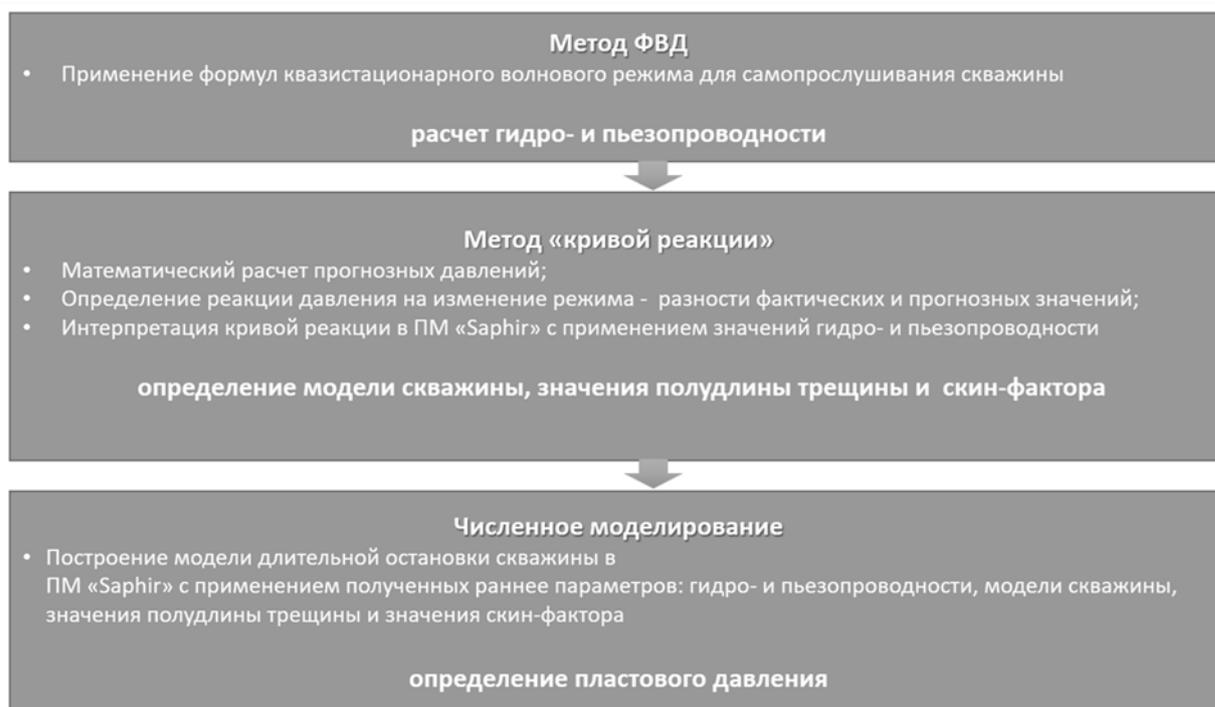
Третий этап заключается в определении пластового давления с помощью численного моделирования, выполненного в ПМ «Saphir» с использованием исходных данных, полученных на предыдущих этапах:

– фильтрационно-емкостных параметров, определенных по методу ФВД,

– модели скважины, значения скин-фактора и полудлины трещины ГРП – по методу «кривой реакции».

При построении модели используются петрофизические свойства пласта, история работы окружающих скважин и расстояние между ними, что позволяет учесть возможную интерференцию (взаимовлияние) между скважинами.

Согласно разработанного авторами алгоритма (рис. 5), заключительным шагом является реконструкция коротких отрезков кривых давления, полученных при режимных остановках.



**Рис. 5.** Алгоритм применения методов комбинированного подхода и определяемые параметры

В результате этого появляется возможность диагностирования необходимых режимов фильтрации для

достоверного определения фильтрационных параметров и энергетического состояния пласта (рис. 6).

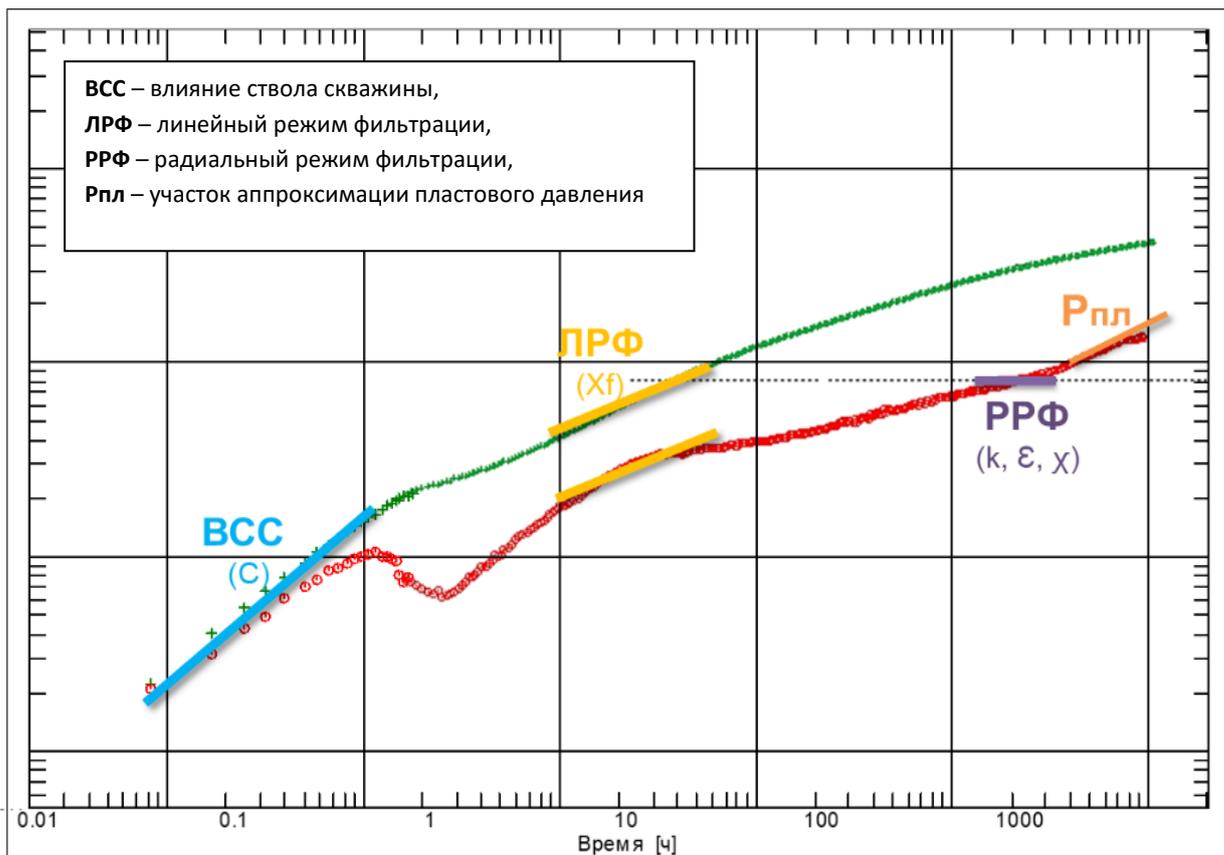


Рис. 6. Диагностический график численной модели с фильтрационными режимами и определяемыми параметрами

Пример применения комбинированного подхода. Скважина № 2 работает в периодическом режиме.

Разрабатываемый пласт – ЮС2. Исходные данные приведены в табл. 3.

Таблица 3

Исходные параметры пласта скважины №2

№ п/п	Параметры пласта, ед. изм.	Значение
1	Эффективная толщина, м	11,1
2	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	3,23
3	Сжимаемость нефти, (1/МПа)·10 <sup>-4</sup>	10,9
4	Сжимаемость пласта, (1/МПа)·10 <sup>-4</sup>	4
5	Пористость, доли ед.	0,165

*Первый этап* – определение гидропроводности и пьезопроводности, используя приведенные ранее

уравнения (см. формулы 1–4), по методу фильтрационных волн давления (рис. 7):

$$\varepsilon = \frac{11,3}{8 \cdot 0,46 \cdot |\sin 0,32|} = 9,71 \text{ (мД} \cdot \text{м} / (\text{мПа} \cdot \text{с}),$$

$$\frac{\chi}{r_c^2} = \frac{\gamma^2}{4} \omega \exp\left(\frac{\pi}{2tg(\sigma_q - \sigma_p)}\right),$$

$$k = \frac{9,71 \cdot 3,23}{11,1} = 2,6 \text{ (мД)},$$

$$\chi = \frac{2,6}{3,23 \cdot (0,165 \cdot 10,9 + 4)} = 0,139 \left(\frac{\text{м}^2}{\text{с}}\right).$$

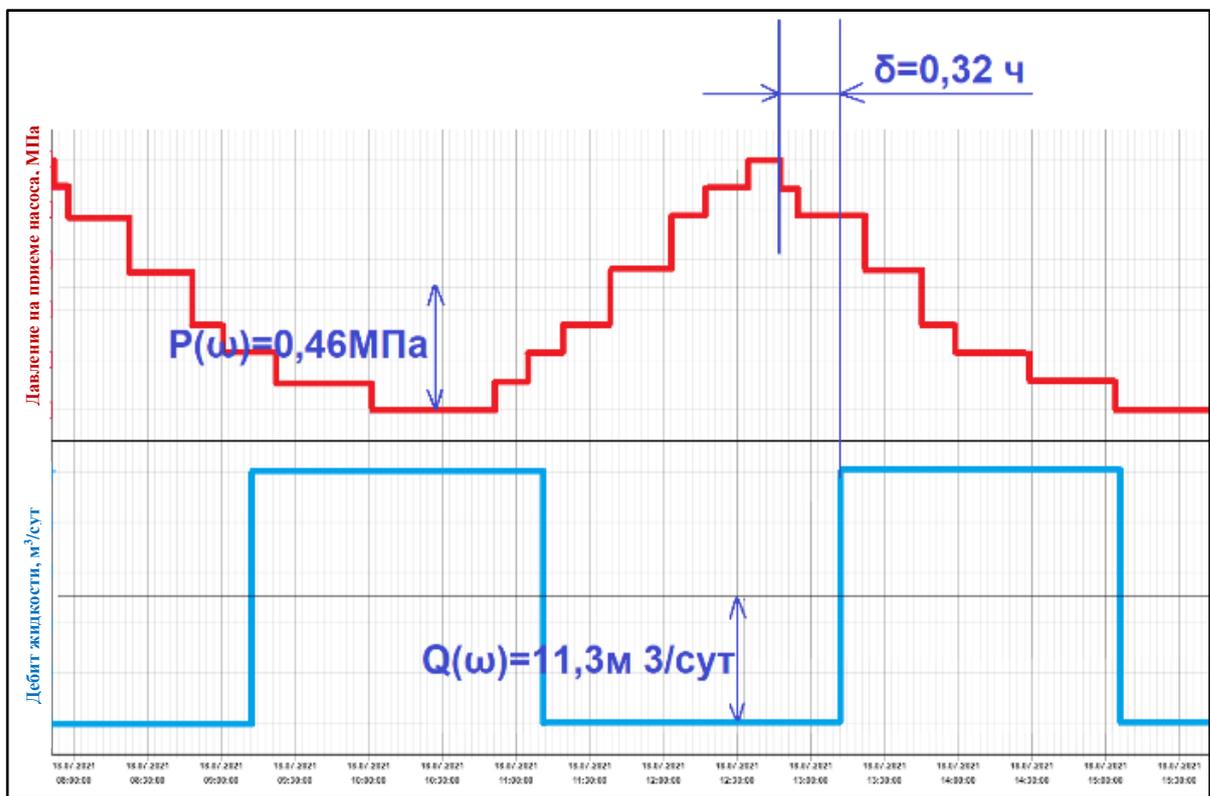


Рис. 7. График гармонических колебаний скважины №2

*Второй этап:* определение реакции давления вычислением разностей между экстраполированными давлениями (получаются путем аппроксимации конечного участка давления перед сменой режима, в данном случае – пуском, в полулогарифмических координатах)

и фактическими давлениями (рис. 8). Построенная кривая интерпретируется в ПМ «Saphir» с использованием рассчитанных значений ФЕС для определения параметров, необходимых для дальнейшей интерпретации (рис. 9).

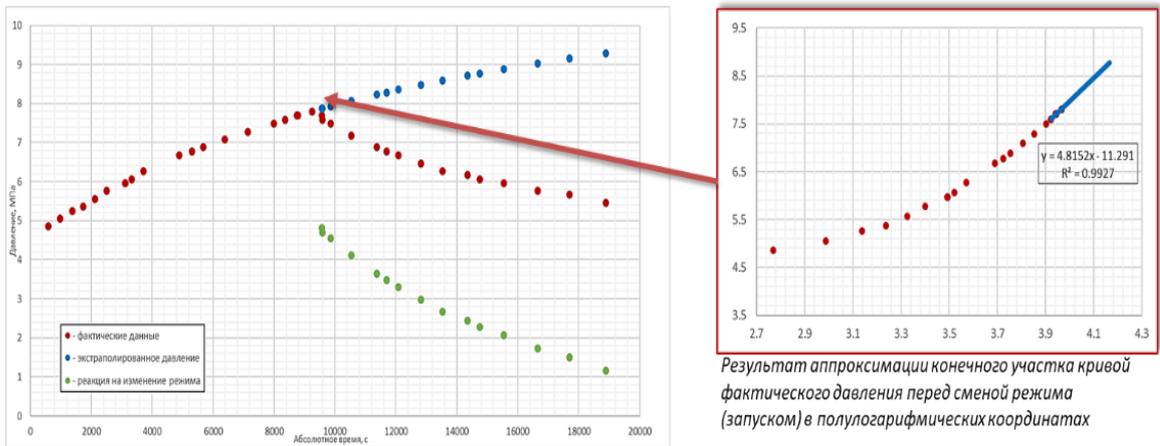


Рис. 8. Фактические и экстраполированные давления и их разность

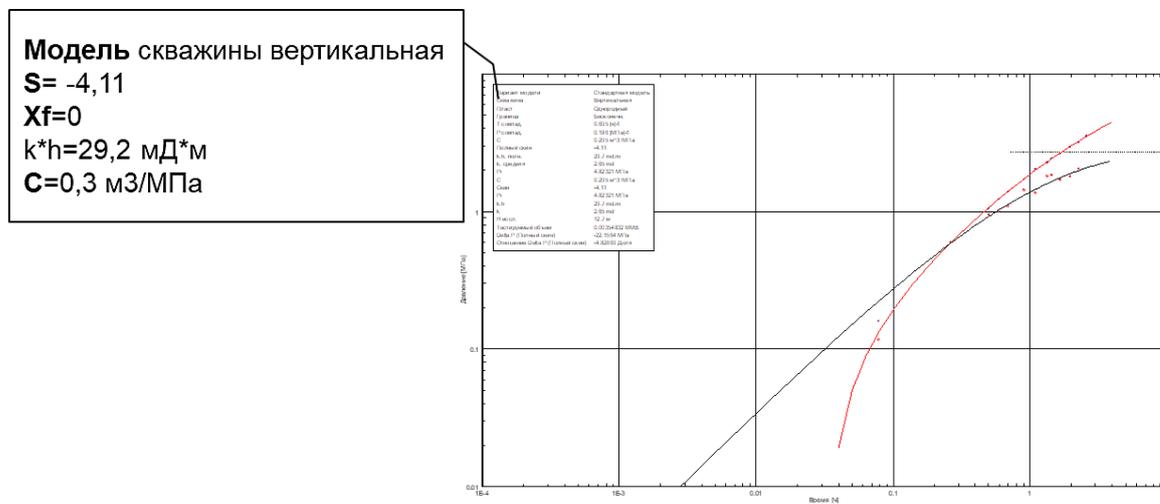
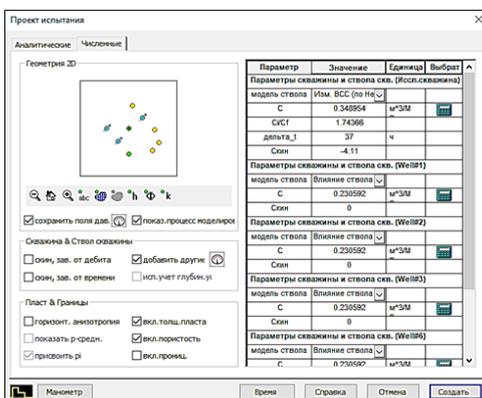


Рис. 9. Результат интерпретации «кривой реакции» в ПМ «Saphir»

Для применения численного моделирования за исходные данные принимаются параметры, полученные на предыдущих этапах: модель скважины, скин-фактор,

гидропроводность, коэффициент влияния ствола скважины, полудлина трещины ГРП (рис. 10 и 11). Также учитывается физический процесс взаимовлияния скважин.



За исходные данные принимаются полученные ранее параметры:

Параметр	Значение
Модель скважины	вертикальная
S	-4,11
$k \cdot h$ , мД*м	29,2
C, мЗ/МПа	0,3
$X_f$ , м	0

Рис. 10. Исходные параметры для построения численной модели

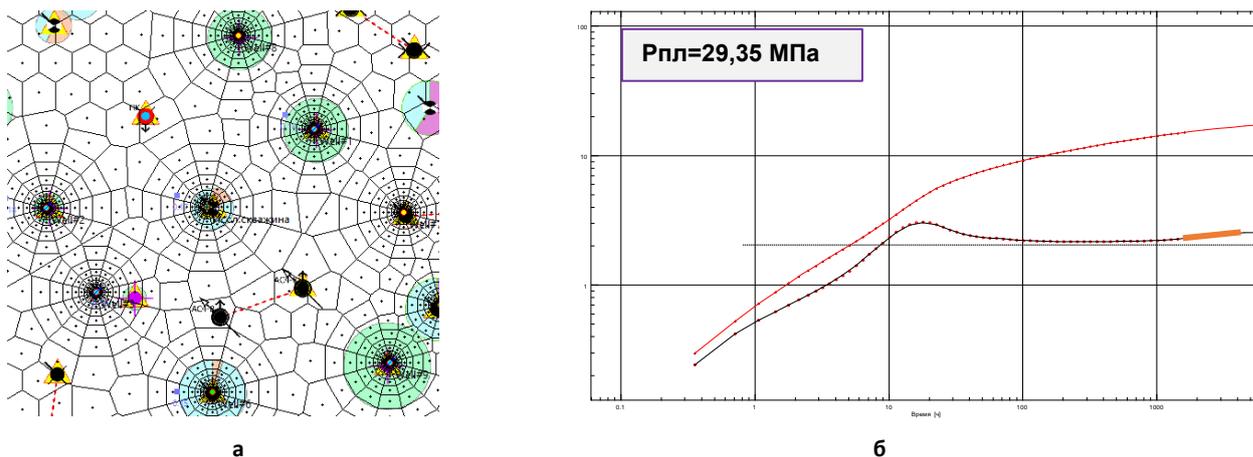


Рис. 11. Моделирование процесса ГДИС:

а – расстановка скважин на расчетной сетке; б – диагностический график численной модели скважины № 2

Для сравнительного анализа результатов комбинированного подхода к исследованию скважины № 2 была произведена интерпретация длительной КВД

этой скважины. В результате были получены значения по параметрам ФЕС пласта и пластового давления с расходимостью не более 5% (табл. 4).

Таблица 4

**Результаты интерпретации исследования скважины № 2**

Полученный параметр, ед. изм.	Комбинированный метод	КВД	Относительная разница, %
Пластовое давление $P_{пл}$ , МПа	29,35	29,92	1,90
Проницаемость $k$ , мД	2,60	2,48	4,84
Скин-фактор $S$	-4,11	-3,82	7,59
Проводимость $k \cdot h$ , мД·м	29,2	27,7	5,42
Пьезопроводность $\chi$ , м <sup>2</sup> /с	0,139	0,133	4,51
Модель скважины	вертикальная	вертикальная	-

В ходе работы был выявлен ряд условий и ограничений для применения комбинированного подхода к исследованию скважин, работающих в режиме автоматического пуска-включения:

- наличие исправного датчика термоманометрической системы (ТМС);
- чувствительность ТМС не более 0,01 МПа;
- программа, длительностью не менее 2-х часов на один режим (пуск/остановка);
- наличие в истории результатов проведенных гидродинамических

исследований окружающих скважин для верификации и калибровки численной модели;

- наличие специализированного ПО.

Также были выделены следующие преимущества предлагаемого подхода:

- отсутствие затрат на проведение промысловых работ;
- отсутствие необходимости дополнительных остановок периодических скважин при проведении гидродинамических исследований, что дает возможность сохранить темп добычи.

Результаты исследований задач геолого-гидродинамического с использованием комбинированного моделирования, контроля, управления и анализа разработки месторождений. подхода могут являться дополнительным источником информации для решения

### Литература

1. *Овчинников М.Н.* Интерпретация результатов исследований пластов методом фильтрационных волн давления. Казань: Новое знание, 2003. 84 с.
2. *Овчинников М.Н., Куштанова Г.Г., Гаврилов А.Г.* Любопытные факты и особенности исследований пластов методом фильтрационных волн давления. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2015. 120 с.
3. *Крыганов П.В., Афанаскин И.В., Вольпин С.Г., Чен-лен-сон Ю.Б.* Интерпретация гидродинамических исследований скважин без остановки на примере сложной модели пласта и скважины // Нефтепромысловое дело. 2019. № 8(608). С. 45–50. [https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-8\(608\)-45-50](https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-8(608)-45-50)
4. *Щелкачев В.Н., Лапук Б.Б.* Подземная гидравлика: Учеб. пособие. М.; Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2001. 736 с.
5. *Афанаскин И.В., Вольпин С.Г., Ломакина О.В., Штейнберг Ю.М.* Гидродинамические исследования вертикальных скважин в пластах с двумя границами методом двух режимов // Вестник кибернетики. 2017. № 4(28). С. 45–55.
6. *Афанаскин И.В., Вольпин С.Г., Штейнберг Ю.М., Ломакина О.В.* Гидродинамические исследования горизонтальных скважин методом двух режимов // Вестник кибернетики. 2017. № 2(26). С. 66–72.

## A combined approach to conducting and interpreting well tests of wells operating in a periodic mode

**A.A. Koltunovich\***, **D.S. Sergomasov**, **S.S. Klyukin**  
SurgutNIPIneft, Surgutneftegaz PJSC, Surgut, Russia  
E-mail: \*anyakoltunovich98@mail.ru

**Abstract.** The purpose of this work is to develop effective algorithms for interpreting well tests of wells operating in a periodic mode. To achieve this goal, a combined approach was proposed, including the following methods of conducting and interpreting: filtration pressure waves, “reaction curve” and numerical simulation. A feature of this approach is the ability to maintain the production rate, while determining reservoir porosity and permeability and reservoir pressure. The proposed method was considered on the example of well tests at a field under development by Surgutneftegaz PJSC.

In this work, an approach to the interpretation of well tests was proposed that does not require the shutdown of wells operating in a periodic mode, which is an additional source of information about the porosity and permeability and the energy state of the reservoir. To determine the reliability of the results obtained of the proposed approach, a comparative analysis was carried out with the results of the classical interpretation methods, which showed satisfactory convergence.

**Keywords:** well tests, reservoir porosity and permeability, periodic well stock, harmonic oscillations, filtration pressure waves.

**Citation:** *Koltunovich A.A., Sergomasov D.S., Klyukin S.S. A combined approach to conducting and interpreting well tests of wells operating in a periodic mode // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 2(41). P. 184–195. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art12> (In Russ.).*

### References

1. *Ovchinnikoy M.N.* Interpretation of the results of reservoir studies by the method of filtration pressure waves. Kazan: Novoe Znaniye, 2003. 84 p. (In Russ.).
2. *Kryganov P.V., Afanaskin I.V., Volpin S.G., Chen-len-son Yu.B.* Well test without shutoff interpretation in the context of complex well and reservoir model // *Oilfield Engineering*. 2019. No. 8(608). P. 45–50. [https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-8\(608\)-45-50](https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-8(608)-45-50) (In Russ.).
3. *Ovchinnikov M.N., Kushtanova G.G., Gavrilov A.G.* Curious facts and features of reservoir studies by the method of filtration pressure waves. Moscow; Izhevsk: Institute of Computer Science, 2015. 120 p. (In Russ.).
4. *Shchelkachev V.N., Lapuk B.B.* Underground hydraulics: Textbook. Moscow; Izhevsk: R&C Dynamics, 2001. 736 p. (In Russ.).
5. *Afanaskin I.V., Volpin S.G., Lomakina O.V., Shteinberg Yu.M.* Pressure transient analysis of vertical wells in reservoirs with two boundaries by two rates method // *Proceedings in Cybernetics*. 2017. No. 4(28). P. 45–55. (In Russ.).
6. *Afanaskin I.V., Volpin S.G., Shteinberg Yu.M., Lomakina O.V.* A two-mode hydrodynamic survey of horizontal wells // *Proceedings in Cybernetics*. 2017. No. 2(26). P. 66–72. (In Russ.).