

# Изучение движения сигнала от возмущающей скважины к наблюдательной

**Д.А. Метт**  
к.т.н., докторант<sup>1</sup>  
Mr6x9@mail.ru

**А.Р. Аубакиров**  
аспирант<sup>2</sup>  
aubakirov-artur@yandex.ru

<sup>1</sup>Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

<sup>2</sup>РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

**Сегодняшние экономические реалии диктуют необходимость вести постоянный мониторинг состояния межскважинного пространства при разработке месторождений углеводородов, что практически нереализуемо без использования гидропрослушивания. Однако в условиях жестких требований к оптимизации затрат, остановка скважин для длительного гидропрослушивания чрезвычайно затруднительна. Выходом из сложившейся ситуации служат методы гидропрослушивания без остановки добывающих скважин. Данная статья посвящена исследованию участков производной изменения давления по времени при однократном возмущении со стороны соседней скважины.**

## Материалы и методы

Гидродинамическое моделирование в ПО Saphir.

## Ключевые слова

гидропрослушивание пласта, коэффициент пьезопроводности, циклическое заводнение

При классических подходах к гидропрослушиванию, интерпретация заключалась в нахождении участка отклонения кривой давления в реагирующей скважине от фонового замера. Дальнейшая интерпретация велась либо с помощью метода совмещения, либо пересчетом с использованием различных формул определения пьезопроводности пласта. Из-за высокой зашумленности регистрируемого сигнала применить стандартные подходы зачастую бывает проблематично. Одним из выходов в данной ситуации является применение производной давления по времени.

В данной работе используются аналитическое и численное решения, заложенные в ПО Saphir. В связи с необходимостью демонстрации процессов в межскважинном пространстве в дальнейшем изложении использовалась численная модель. При этом аналитическая и численная модели дают сходные результаты, а полученные участки кривой являются следствием реакций модели на изменения деления, а не числовыми феноменами.

Рассмотрим один цикл изменения давления от возмущающей скважины к пьезометрической на модели (рис. 1 и таб. 1).

В силу достаточно малых амплитуд и скоростей изменения давления в нашем дальнейшем исследовании мы будем рассматривать производную давления по времени (рис. 2).

На графике производной давления в наблюдательной скважине выделяется несколько характерных участков:

- Участок 1 — так называемая фоновая запись давления. В данном случае давление в наблюдательной скважине до изменений в режиме работы возмущающей скважины (рис. 3).
- Участок 2 — начало реакции в наблюдательной скважине. Данный участок связан с общей сжимаемостью системы «нефть-вода-порода» (рис. 4).
- Участок 3 — участок линейного распространения давления от возмущающей

скважины до наблюдательной. В этот период преобладает линейное распределение давления по направлению от возмущающей скважины к наблюдательной (рис. 5).

- Участок 4 — участок радиальной фильтрации области измененного давления в точке наблюдательной скважины. Именно этот период характеризуется завершением всех перетоков между возмущающей и наблюдательной скважиной (рис. 6).

Исходя из представленных выше иллюстраций и формы кривой производной давления, для целей оперативного установления коэффициента пьезопроводности возможно использование касательных к характерным участкам, а именно пересечения касательных на участках линейной и радиальной фильтрации (рис. 7).

Основываясь на данном предположении, можно заключить, что время распространения воронки депрессии зависит по следующему уравнению:

$$t = \varepsilon \frac{L^2}{\kappa} \quad (1)$$

где  $t$  — условное время прихода импульса (точка пересечение двух касательных);  $L$  — расстояние между забоями скважин;  $\kappa$  — коэффициент пьезопроводности;  $\varepsilon$  — поправочный коэффициент, выбираемый для каждого типа и ФЕС участка фильтрации.

Зависимости времени прихода сигнала от пьезопроводности и расстояния между скважинами были получены многими авторами (Щелкачев, Гиматудинов, Абрамов). Полученные перечисленными авторами

Параметр	Значение
Радиус скважины, м	0,108
Эффективная толщина, м	10
Пористость, д.е.	0,18
Объемный коэффициент	1,02
Вязкость, сПз	1
Общая сжимаемость, 1/атм	4,35 $\times 10^{-5}$
Форма границ модели	Круг
Радиус модели, м	500000
Давление на контуре	постоянное
Расстояние между скважинами, м	500
Время наблюдения до возмущения, ч	100
Период возмущения, ч	100
Амплитуда возмущения, м <sup>3</sup> /сут	50
Коэффициент створа скважины, м <sup>3</sup> /атм	0,02
Скин-фактор, б.р.	0
Пластовое давление, атм	270
Проницаемость, мД	10

Таб. 1 — Основные параметры модели

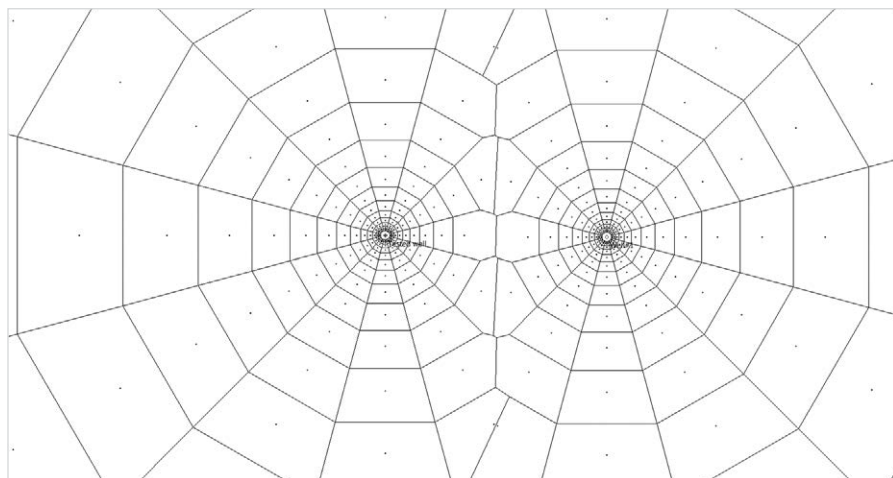


Рис. 1 — Схема расположения скважин

зависимости отличались величиной коэффициента  $\epsilon$ , который зависит от участка, по которому определялось время прихода сигнала, что приводит к большим неопределенностям в величине пьезопроводности. Для снижения неопределенности и увеличения оперативности определения коэффициента пьезопроводности авторами статьи предлагается определять величину  $\epsilon$  на основе проведения классического гидропрослушивания с последующей обработкой с помощью интегрального метода (интерпретация кривой изменения давления с помощью методов совмещения модельной кривой, включающей набор параметров и фактической кривой). После проведения классического гидропрослушивания для оперативных, промысловых целей рекомендуется использовать описанный выше подход. Использование подобного подхода не приведет к значительным ошибкам в определении коэффициента пьезопроводности, но значительно упростит наблюдение за изменением состояния межскважинного пространства. Что в условиях низкой себестоимости цены на нефть и невозможности частого проведения классического гидропрослушивания является ключевым фактором для контроля за разработкой.

На практике описанный подход использовался для проектирования метода циклического заводнения.

Механизм повышения нефтеотдачи с помощью циклического заводнения заключается во внедрении нагнетаемой воды в невовлеченные в активную разработку нефтенасыщенные низкопроницаемые слои при увеличении объемов закачки и перемещения из них нефти в зоны активного дренирования при снижении давления закачки [1]. Время полуцикла для нагнетательных скважин определяется в соответствии с [1, 2] по формуле (1).

В ОАО «ВНИИнефть» и ООО «КогалымНИПИнефть» разработаны методические

подходы для выбора объектов и участков воздействия при циклическом заводнении, которые нашли широкое применение на практике [2, 3]. При разработке указанных методик использовались результаты теоретических и экспериментальных исследований, расчетные зависимости, изложенные в работах [1, 2], а также накопленный практический опыт реализации циклического заводнения. Определение оптимального времени полуцикла в данных методиках проводится для групп нагнетательных скважин участка

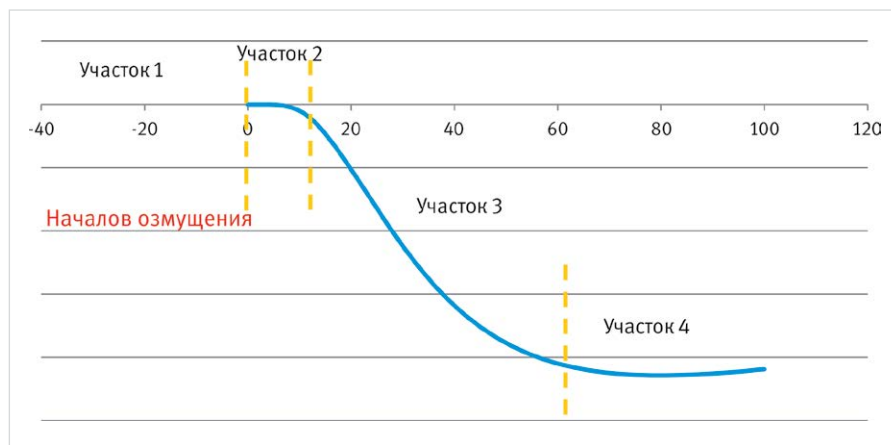


Рис. 2 — Производная забойного давления по времени в наблюдательной скважине после изменения режима возмущающей скважины

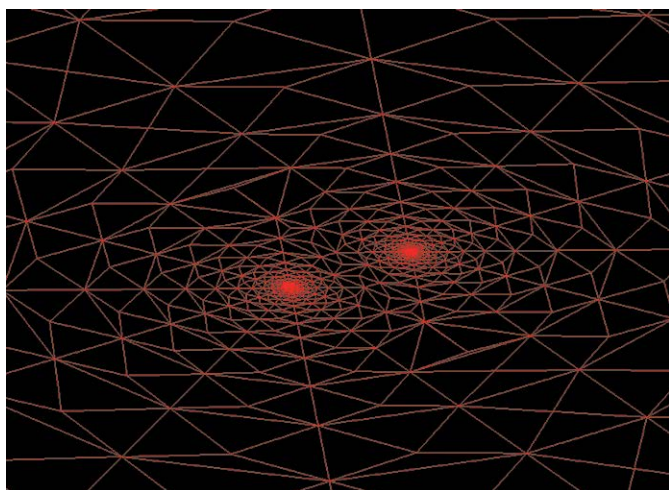


Рис. 3 — Поле давления (красная сетка) находится в невозмущенном состоянии

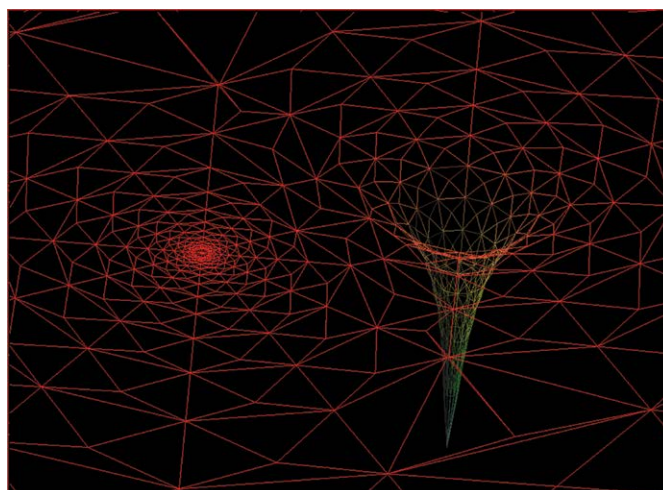


Рис. 4 — Начало образования воронки депрессии

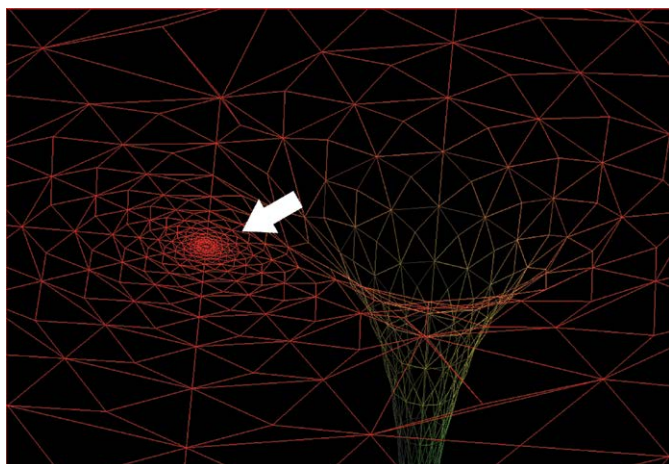


Рис. 5 — Возмущение деления распространяется преимущественно линейно от возмущающей к наблюдательной скважине

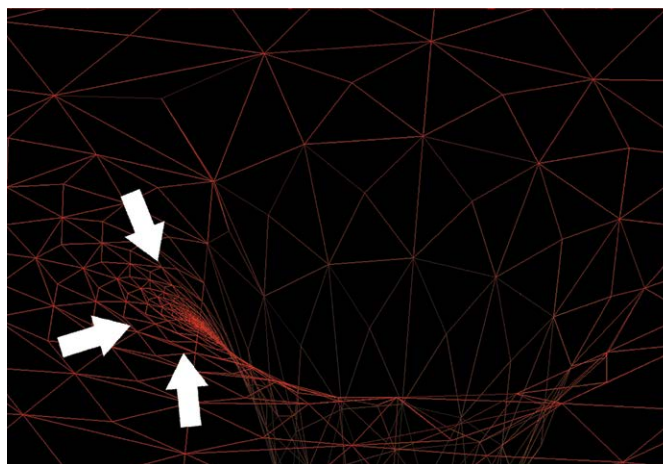


Рис. 6 — Возмущение деления распространяется преимущественно в радиальном направлении в окружении наблюдательной скважины

воздействия. Связано это с тем, что применяемые для расчетов аналитические модели строятся с использованием осредненных геолого-технических и промыслово-технологических параметров.

В настоящее время проектирование разработки нефтяных месторождений реализуется на основе трехмерного компьютерного моделирования, позволяющего проектировать различные системы размещения скважин, изменять режимы их работы и учитывать основные факторы, влияющие на эффективность циклического заводнения:

- слоистую и зональную неоднородность пласта с высокой степенью детализации;

- соотношение подвижностей нефти и воды;
- сжимаемости нефти, воды и породы;
- влияние капиллярных и гравитационных сил.

Такие модели позволяют определять время полуцикла индивидуально для каждой нагнетательной скважины, и тем самым добиться большей эффективности от внедряемой технологии.

Однако определение  $L$  и  $x$  из уравнения (1) не является тривиальной задачей: реальные объекты разработки достаточно неоднородны по строению и насыщенности; фронт вытеснения, в зависимости от направления, находится на разном расстоянии от скважины.

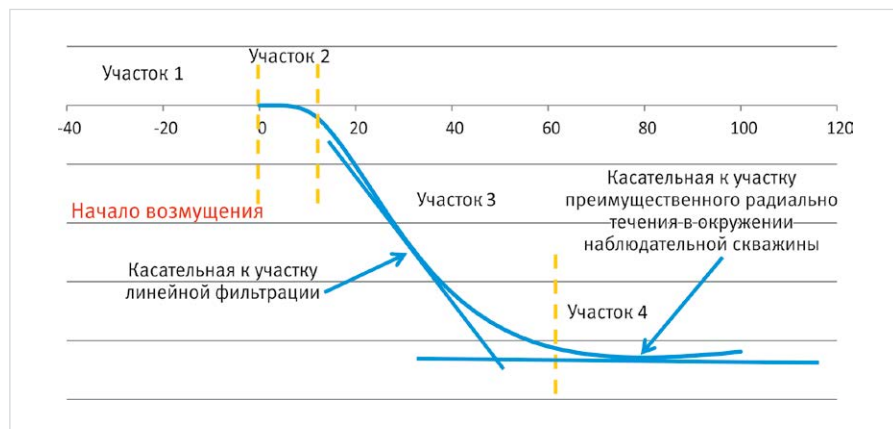


Рис. 7 — Касательные к участкам линейной и радиальной фильтрации

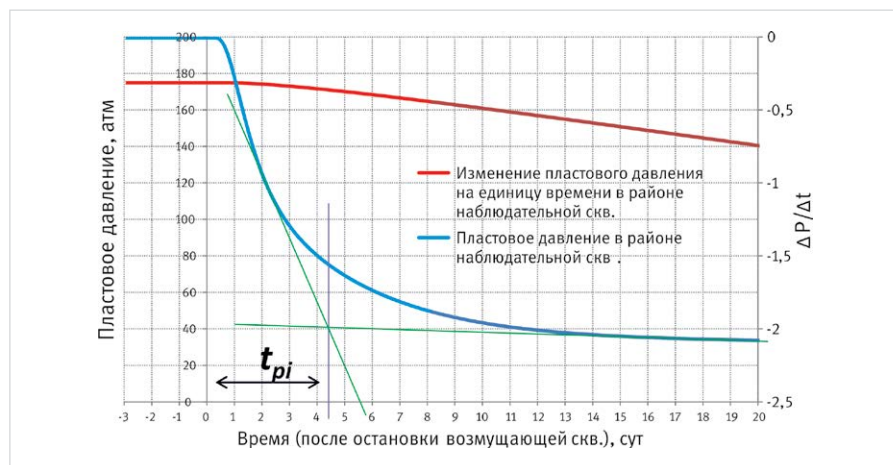


Рис. 8 — Определение оптимальной длительности полуцикла  $t_{pi}$  для пары добывающей и нагнетательной скважин

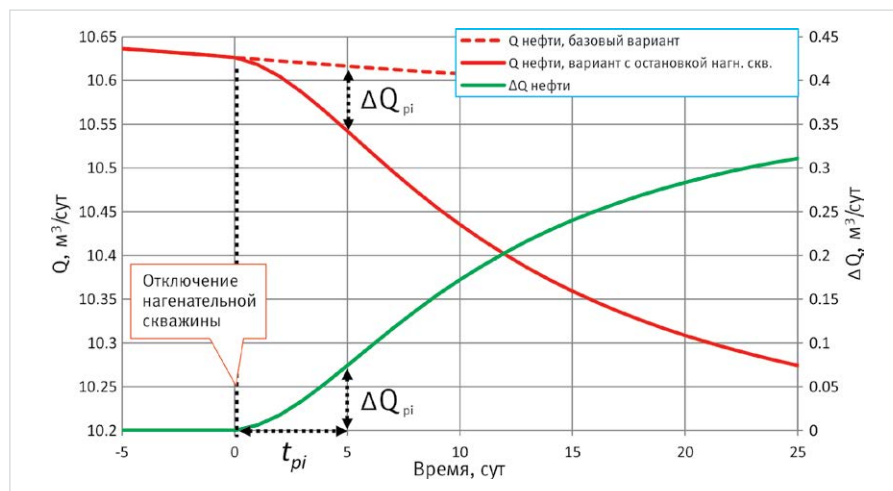


Рис. 9 — Определение  $\Delta Q_{pi}$  на момент времени  $t_{pi}$  для реагирующей добывающей скважины

Для определения оптимальной длительности полуцикла  $t_i$  для выбранной  $i$ -той нагнетательной скважины разработан подход, основанный на технологии гидропрослушивания скважин.

Основываясь на подготовленном базовом варианте геолого-гидродинамической модели, формируются  $N$  прогнозных вариантов, где  $N$  — количество выбранных нагнетательных скважин для перевода в циклический режим работы (итого  $N+1$  прогнозных вариантов). Варианты полностью соответствуют базовому, за исключением того, что с планируемой даты начала циклического заводнения одна, соответствующая варианту, нагнетательная скважина останавливается.

Каждый вариант с остановкой нагнетательной скважины сравнивается с базовым вариантом. Анализ начинается с определения всех добывающих скважин, на которых дебиты по нефти или жидкости имеют значимые изменения после остановки нагнетательной скважины. Другими словами: определяются все реагирующие добывающие скважины.

Время реакции  $t_{pi}$  для  $p$ -той добывающей скважины на остановку  $i$ -той нагнетательной скважины определяется по изменению пластового давления в районе добывающей скважины после остановки нагнетательной (рис. 8), и равно (1).

Усредненная длительность полуцикла нагнетательной скважины  $t_p$  с учетом всех  $t_{pi}$  реагирующих добывающих скважин, определяется по формуле:

$$t_i = \frac{\sum_0^p \Delta Q_{pi} \cdot t_{pi}}{\sum_0^p \Delta Q_{pi}} \quad (2)$$

где  $t_i$  — средневзвешенная длительность полуцикла для нагнетательной скважины, сут;  $P$  — количество реагирующих добывающих скважин, шт.;  $t_{pi}$  — оптимальная длительность полуцикла для пары добывающей и нагнетательной скважин, сут;  $\Delta Q_{pi}$  — параметр взвешивания — изменение дебита нефти на добывающей скважине после остановки нагнетательной на момент времени  $t_{pi}$ , м³/сут.

Изменение дебита нефти добывающей скважины после остановки нагнетательной на момент времени  $t_{pi}$  является важным параметром, который характеризует влияние нагнетательной скважины на уровни добычи нефти. Взвешивание по этому параметру позволяет не допустить снижения темпов отбора запасов. Параметр  $\Delta Q_{pi}$  рассчитывается по формуле (рис. 9):

$$\Delta Q_{pi} = Q_{base} - Q_{istop} \quad (3)$$

где  $\Delta Q_{pi}$  — снижение дебита по нефти на момент времени  $t_{pi}$ , м³/сут;  $Q_{base}$  — дебит по нефти в базовом варианте на момент времени  $t_{pi}$ , м³/сут;  $Q_{istop}$  — дебит по нефти в варианте с остановкой нагнетательной скважины на момент времени  $t_{pi}$ , м³/сут.

В качестве примера прогнозирования технологической эффективности циклического заводнения проведены расчеты на основе детальной (геологическая расчетная сетка) трехмерной гидродинамической модели реального объекта. Прогнозный технологический эффект от непрерывной реализации циклического заводнения в течение 10 лет разработки составил 51061 т нефти или 3,9% от добычи нефти по участку воздействия (рис. 10).

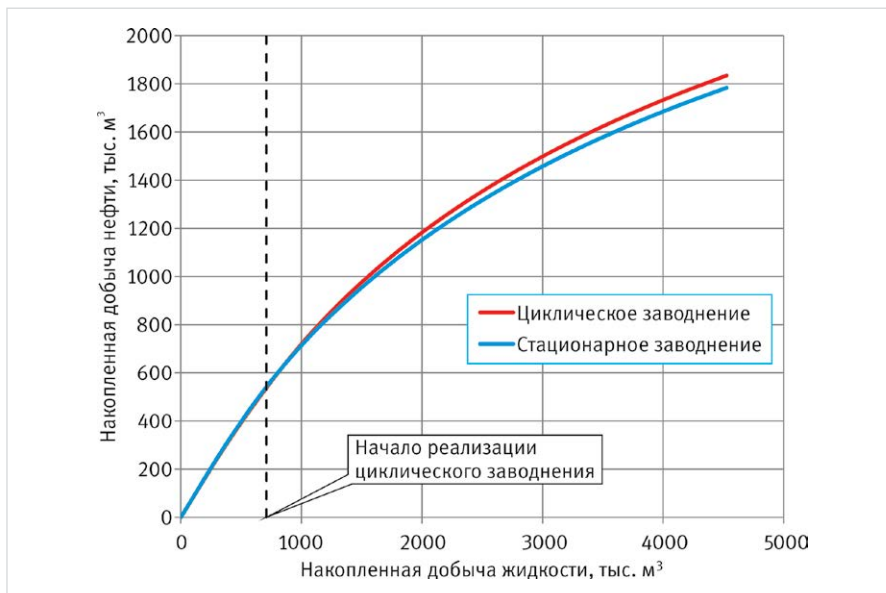


Рис. 10 — Характеристики вытеснения для рассматриваемого участка при стационарном и циклическом заводнении

### Итоги

Авторами предложен подход определения коэффициента пьезопроводности пласта с использованием производной давления от времени.

Приведен практический пример применения подхода для проектирования метода циклического заводнения.

### Выводы

Представлен подход интерпретации гидропрслушивания при зашумленном сигнале в работающей скважине.

В статье приведено выделение участков разных режимов фильтрации на производной давления по времени при гидропрслушивании.

Для целей оперативного контроля за разработкой предложена зависимость для определения коэффициента пьезопроводности.

В дальнейшем необходимы испытания предложенного подхода в различных горно-геологических условиях как терригенных, так и карбонатных коллекторов.

### Список литературы

1. Шарбатова И.Н., Сургучев М.Л. Циклическое воздействие на неоднородные нефтяные пласты. М.: Недра, 1988. 121 с.
2. Крянев Д.Ю. Нестационарное заводнение. Методика критериальной оценки выбора участков воздействия. М.: ВНИИнефть, 2008. 208 с.
3. Ланин Н.А., Гуляев В.Н., Телегин И.Г., Поздняков А.А., Ягафаров А.К., Зозуля Г.П., Платонов И.Е. О концепции применения гидродинамических методов на месторождениях ТПП «Покачевнефтегаз» // Бурение и нефть. 2008. №2. С. 38–41.
4. Чуйко А.И., Метт Д.А., Суходанова С.С. Подходы к построению гидродинамической модели на основе данных пьезопроводности // Нефть, газ и бизнес. 2015. №3. С. 68–71.
5. Чертенков М.В., Чуйко А.И., Аубакиров А.Р., Пятибратов П.В. Выбор объектов и перспективных участков для применения циклического заводнения // Нефтяное хозяйство. 2015. №8. С. 60–64.

ENGLISH

OIL PRODUCTION

## The study of signal changes dynamics from disturbing well to observation well

UDC 622.276

### Authors:

**Dmitry A. Mett** — Ph.D., applicant for a degree<sup>1</sup>; [Mr6x9@mail.ru](mailto:Mr6x9@mail.ru)

**Artur R. Aubakirov** — postgraduate<sup>2</sup>; [aubakirov-artur@yandex.ru](mailto:aubakirov-artur@yandex.ru)

<sup>1</sup>Oil and Gas Research Institute RAS, Moscow, Russian Federation

<sup>2</sup>Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Moscow, Russian Federation

### Abstract

Present economic conditions dictate terms of constant monitoring of borehole space in oil and gas production. For that problem exists well interference testing. But long well shutdown for interference testing is extremely difficult in the strict requirements for cost optimization. Interference methods without stopping the production wells are the way out of the current situation.

This article is devoted to the research areas of the derivative of pressure over time for a single perturbation from neighboring well.

### Materials and methods

Hydrodynamic modeling in Saphir software.

### Results

The authors proposed an approach to determining pressure conductivity factor using pressure time derivative.

In article was presented an example of practical application of the approach for design of cyclic waterflooding method.

### Conclusions

An approach of well interference testing noisy signal in active well was proposed. The article shows the allocation of different filtration

regime on the pressure derivative plot with respect to time with Interference testing. For the purposes of operational control over the development process is proposed to determine the dependence of the pressure conductivity factor.

In the future, necessary tests the proposed approach in different geological conditions both terrigenous and carbonate reservoirs.

### Keywords

well interference testing, pressure conductivity factor, cyclic waterflooding

### References

1. Sharbatova I.N., Surguchev M.L. *Tsiklichesкое vozdeystvie na neodnorodnye neftyanye plasty* [The cyclical impact on heterogeneous oil reservoirs]. Moscow: Nedra, 1988, 121 p.
2. Kryanev D.Yu. *Nestatsionarnoe zavodnenie. Metodika kriterial'noy otsenki vybora uchastkov vozdeystviya* [Unsteady flooding. Methods of criteria evaluating the selection impact areas]. Moscow: VNIIneft', 2008, 208 p.

3. Lanin N.A., Gulyaev V.N., Telegin I.G., Pozdnyakov A.A., Yagafarov A.K., Zozulya G.P., Platonov I.E. *O kontseptsii primeneniya gidrodinamicheskikh metodov na mestorozhdeniyakh TPP «Pokachevneftegaz»* [About the concept of application of hydrodynamical methods on the oil fields of TPP Pokachevneftegas] // *Burenie i neft'*, 2008, issue 2, pp. 38–41.
4. Chuyko A.I., Mett D.A., Sukhodanova S.S. *Podkhody k postroeniyu gidrodinamicheskoy modeli na osnove*

- dannykh p'ezoprovodnosti* [Approaches to creation of hydrodynamic model on the basis of data of a piezoconductivity]. *Neft', gaz i biznes*, 2015, issue 3, pp. 68–71.
5. Chertenkov M.V., Chuyko A.I., Aubakirov A.R., Pyatibratov P.V. *Vybor ob'ektov i perspektivnykh uchastkov dlya primeneniya tsiklicheskogo zavodneniya* [Zones and regions selecting for cyclic waterflooding]. *Oil Industry*, 2015, issue 8, pp. 60–64.