

УДК 622.276

Д.Н. Гуляев¹
О.В. Батманова²

D.N. Gulyaev
O.V. Batmanova

ИМПУЛЬСНО-КОДОВОЕ ГИДРОПРОСЛУШИВАНИЕ И АЛГОРИТМЫ МУЛЬТИСКВАЖИННОЙ ДЕКОНВОЛЮЦИИ – НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СВОЙСТВ ПЛАСТОВ В МЕЖСКВАЖИННОМ ПРОСТРАНСТВЕ

Разработаны технология импульсно-кодowego гидропрослушивания, позволяющая определить фильтрационно-емкостные параметры межскважинного пространства без остановки реагирующих скважин, и алгоритмы анализа межскважинной интерференции на основе исторических данных без проведения скважинных операций, позволяющие количественно определить межскважинное взаимодействие, оптимизировать систему поддержания пластового давления и рекомендовать геолого-технические мероприятия по увеличению добычи.

Ключевые слова: гидродинамические исследования скважин, пластовое давление, гидропроводность, пьезопроводность, проницаемость, скин-фактор скважины, импульсно-кодowego гидропрослушивание, мультискважинный ретро-спективный тест, геолого-технические мероприятия, системный анализ.

PULSE-CODE TEST AND MULTI-WELL DECONVOLUTION ALGORITHMS ARE NEW TECHNOLOGIES FOR RESERVOIR PROPERTIES DETERMINATION BETWEEN THE WELLS

The pulse-code interference test was prepared to determine reservoir properties between the wells without producer's shut-ins and algorithms of quantitative well interference definition by production history and bottom hole pressure history without well interventions. On the basis of this information reservoir-pressure maintenance system can be optimized, and the production enhancement operations are recommended.

Keywords: well-testing, formation pressure, transmissibility, diffusivity, permeability, well skin-factor, pulse-code interference test, multi-well retrospective test, production enhancement operations.

Нефтяной и газовый потенциал России играет особую роль в экономике нашей страны, что позволяет ей определять долгосрочную стра-

¹ Кандидат технических наук, заместитель руководителя отдела гидродинамических исследований ООО «Поликод», доцент РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, кафедра геофизических информационных систем.

© Гуляев Д.Н., 2017.

² Заместитель заведующего кафедрой телекоммуникационных систем и информационной безопасности АНО ВО «Российский новый университет».

© Батманова О.В., 2017.

тегию в национальной и мировой экономике, а также в геополитике. Разработка углеводородных месторождений является одним из приоритетных направлений в данной сфере.

В настоящее время при разработке месторождений углеводородов подавляющее большинство информации о пласте получается либо по результатам исследований пробуренных скважин, либо по результатам сейсмических исследований. При этом, по результатам сейсмических исследований сравнительно надежно определяется структура коллектора (изменение

по площади глубины кровли отложений); гораздо менее надёжно по результатам атрибутного анализа может быть оценено распространение фильтрационно-емкостных свойств. Таким образом, достоверная информация об изменении свойств пласта в межскважинных интервалах как правило отсутствует. При построении трёхмерной цифровой гидродинамической модели месторождений производятся ее модификации для получения соответствия фактической и расчетной истории работы скважин на основе исключительно скважинных данных, а информация для настройки параметров межскважинного пространства отсутствует. При этом, нельзя сказать, что скважинные исследования несут в себе информацию только о параметрах пласта в точке, где пробурена скважина. Глубинность гидродинамических исследований зависит от их длительности [1]. В результате внедрения телеметрии электроцентробежных насосов появилось сравнительно много гидродинамических исследований по технологии «КСД-пуск», длительность которых позволяет охватить сравнительно большие участки пласта и дать рекомендации по проведению геолого-технических мероприятий, позволяющих увеличить коэффициент извлечения нефти [2]. Однако получение информации о параметрах пласта вокруг скважины и получение информации о свойствах межскважинного пространства – это далеко не одно и то же. Значительную роль в разработке месторождений играет связность пласта, и информация о межскважинном взаимодействии является ключевой для определения данного параметра.

Несмотря на то что метод для определения фильтрационных параметров в межскважинном пространстве изобретен еще в прошлом веке [3], в настоящее время он практически не применяется. Метод заключается в том, что в одной из скважин (возмущающей) производится резкое изменение режима ее работы (например, остановки, либо сильное изменение ее дебита). В результате этого давление в скважине и околоскважинной области резко изменяется, и происходит распространение волны изменения давления в межскважинное пространство. В окружающих скважинах производится регистрация давления, и когда импульс изменения давления в результате изменения режима работы возмущающей скважины достигает реагирующих скважин, регистрируются его амплитуда и время, через которое он дошел от возмущающей скважины до реагирующей. На основе времени прихода волны рассчитывается пьезопроводность межскважинного пространства. На основе амплитуды сиг-

нала рассчитывается гидропроводность пласта; при этом метод в настоящее время практически не применяется из-за того, что требует остановки всех реагирующих скважин, так как значение сигнала, проходящего через межскважинное пространство, меньше, чем шум, возникающий в результате неравномерности работы реагирующих скважин. Сотрудники ООО «Поликод» разработали алгоритмы, позволяющие вычленить сигнал от гидропрослушивания на фоне помех, связанных с работой реагирующих скважин. Это становится возможным, если вместо одного цикла возмущения проводить серию циклов возмущений, а регистрацию давления проводить высокочувствительным манометром. Производство таких манометров было налажено в Казани. Технология получила название «импульсно-кодовое гидропрослушивание» (ИКГ).

При проведении исследования история изменений дебитов каждой скважины уникальна по своему виду (отсюда и название «импульсно-кодовое»), что облегчает процесс распознавания отклика от соседей.

В процессе ИКГ адаптируется N^2 модельных откликов на одиночное включение каждой отдельной скважины, при этом варьируются следующие параметры:

- скин-фактор S_i каждой из $i = 1..N$ скважин;
- гидропроводность σ_i в окрестности каждой из $i = 1..N$ скважин;
- пьезопроводность χ_i в окрестности каждой из $i = 1..N$ скважин;
- гидропроводность σ_{ij} пласта в интервале между i -й и j -й скважинами;
- пьезопроводность χ_{ij} пласта в интервале между i -й и j -й скважинами.

Существуют модификации метода, когда по гидропроводности и пьезопроводности, при наличии достоверной априорной информации, определяются другие параметры пласта, такие, как:

- полудлина трещин гидроразрыва Xf ;
- абсолютная проницаемость коллектора ka ;
- эффективно работающая толщина пласта $heff$;
- насыщенность пласта и др.

Важно отметить, что текущее пластовое давление на контуре питания каждой скважины P_e не участвует в адаптации и не влияет на результаты ИКГ.

Это можно отнести как к недостаткам метода (оценка пластового давления на контуре питания каждой скважины является важной задачей для контроля за процессом разработки), так и к достоинствам (именно благодаря нечувствительности

сти метода ИКГ к изменениям пластового давления в ходе теста удается определить параметры пластов в окрестности каждой скважины и межскважинных интервалах, несмотря на интерференцию с неизвестными источниками).

Главными преимуществами ИКГ являются:

- иммунитет к неизвестным скважинам/ группам скважин, оказывающим влияние на тестовые;
- высокая скорость обработки данных;
- независимость точности расчетов от количества скважин.

Главными недостатками ИКГ являются:

- необходимость точного измерения изменения дебитов скважин в процессе проведения исследования;
- невозможность определения пластового давления на контуре питания реагирующих скважин без дополнительных модификаций.

Отдельно необходимо отметить, что принципиальным недостатком всех методов мультискважинных ГДИ является потеря возможности достоверно оценивать параметры межскважинных интервалов, если на концах этих интервалов скважины работают синхронно или просто с похожими историями изменения дебитов.

В этом случае вся группа «синхронных» скважин представляется одной скважиной с усредненными параметрами пласта.

Математическая формулировка

Математический аппарат ИКД основывается на линейном разложении вариации давления тестовой скважины $pR(t)pR(t)$ на две компоненты:

$$p_R(t) = p_{GR}(t) + \delta p(t), \quad (1)$$

$$\text{где } p_{GR}(t) = \int_0^t p_u(t-\tau) \dot{q}_G(\tau) d\tau \quad (2)$$

– это вклад от возмущающей скважины G в общую динамику давления на тестовой скважине R ,

$p_{uGR}(t)$ – переходная характеристика (ПХ) интервала $G \rightarrow R$, имеющая смысл образцового отклика – то есть временной ход отклика давления в тестовой скважине на однократное включение возмущающей скважины с единичным дебитом $q_G(t) = 1$,

$$\dot{q}_G(\tau) = \frac{dq_G}{d\tau} \text{ – производная изменения деби-}$$

та возмущающей скважины,

$\delta p(t)$ – вклад других событий в динамику давления на тестовой скважине, которые не коррелируют с вариацией давления $p_G(t)$ на возмущающей скважине G .

Процедура разложения опирается на минимизацию функционала корреляции

$$X_{[p_{uGR}]} = \langle p_R(t) - p_{GR}(t), p_G(t) \rangle \rightarrow \min \quad (3)$$

между вариацией давления на возмущающей скважине $p_G(t)$ и остатком от вычитания предполагаемого отклика на это возмущение $p_R(t) - p_{GR}(t)$.

Тем самым реализуется требование, чтобы искомым отклик $p_{GR}(t)$ являлся единственной компонентой давления на тестовой скважине, которая коррелирует с возмущением $p_G(t)$.

Поиск ведется в функциональном пространстве переходных характеристик $p_{uGR}(t)$, которое в численной схеме представляет собой пространство высокой размерности (десятки координат) [8].

Функционал корреляции X представляет собой алгоритм, который опирается на «похожесть» топологических характеристик аргументов, т.е. численно оценивает, насколько возможно непрерывными трансформациями преобразовать временной профиль одного аргумента к другому, по аналогии с алгоритмами распознавания речи на основе библиотечных образцов. В численной схеме этот функционал представляет собой негладкую поверхность с большим количеством локальных минимумов [7].

Учитывая высокую степень неоднородности поверхности функционала корреляции и высокую размерность пространства поиска, минимизация функционала осуществляется на основе стохастического алгоритма Дифференциальной эволюции.

Результатом работы алгоритма ИКД является переходная характеристика (ПХ) исследуемого интервала.

Применение алгоритма ИКД к отклику давления тестовой скважины на возмущение самой скважины определяет диагональную переходную характеристику (ДПХ). Она имеет смысл классического анализа в идеальных условиях, когда тестовая скважина включена с единичным дебитом и в окрестности скважины нет никаких возмущений.

Применение алгоритма ИКД к отклику давления тестовой скважины на возмущение удаленной определяет кросс-скважинную переходную характеристику (КПХ). Она имеет смысл гидропрослушивания в идеальных условиях, когда есть только одна возмущающая скважина с единичным дебитом и тестовая скважина находится в простое для наблюдения реакции.

В случае когда исследуемая скважина одновременно подвергается возмущению нескольких

скважин, процедура разложения сигнала тестовой скважины на мультикомпоненты опирается на минимизацию цепочки функционалов корреляции по всем возмущающим скважинам.

$$P_{Ri}(t) = \sum_j P_{GjRi}(t) + \delta P_i(t), \quad i, j = 1..N, \quad (4)$$

$$P_{GjRi}(t) = \sum_j \int_0^t P_{uj}(t-\tau) \dot{q}_{Gj}(\tau) d\tau, \quad (5)$$

$$X_{[P_{uGjRi}]} = \langle P_{Ri}(t) - P_{GjRi}(t), P_{Gj}(t) \rangle \rightarrow \min. \quad (6)$$

Поскольку остаток от вычитания предполагаемых мультикомпонент не должен коррелировать ни с одной из возмущающих скважин, это накладывает ограничение на вид возмущающих кодов – они должны быть максимально ортогональны.

Это означает, что если в синтетическом тесте применить процедуру ИКД для отклика от одной возмущающей скважины и потом от другой возмущающей скважины, то полученные компоненты в исследуемой скважине должны иметь низкий коэффициент корреляции (который и является численным выражением ортогональности).

На практике это достигается предварительным дизайном при планировании исследования, а также с использованием вспомогательных утилит [9].

Если это условие нарушается и две или более возмущающих скважин начинают работать синхронно, то распознать отклик от каждой из них становится невозможным.

Полученные на основе ИКД переходные характеристики имеют простой физический смысл – это реакция в исследуемой скважине на возмущение от одной возмущающей скважины в отсутствие каких-либо посторонних событий.

На следующем шаге ПХ адаптируется диффузионной моделью и приводит к численным оценкам пласта в межскважинном интервале (для КПХ) или окрестности тестовой скважины (для ДПХ).

Применение алгоритмов импульсно-кодowego детрендрования дало новую жизнь методу анализа межскважинного пространства, и в настоящее время его внедрение производится в достаточно больших объемах. Один из многих примеров внедрения данного метода хорошо описан в работе [4], когда на основе гидропроводности и пьезопроводности межскважинного пространства оценено насыщение пласта-коллектора, рекомендовано геолого-техническое мероприятие, по результатам которого значительно увеличен дебит нефти.

Рассмотрим его несколько более подробно.

Для исследований был выбран участок между нагнетательными скважинами WI-1 – WI-2 – WI-3 – WI-4 (см. рис. 1). Исследование на данном участке преследовало несколько целей. Во-первых, незадолго до начала исследования была пробурена скважина P5, дебит которой не соответствовал ожиданиям. До проведения ИКГ предполагалось, что в данном районе оказались ухудшенные характеристики пласта, в результате чего и дебит скважины P5 оказался ниже и пластовое давление слабо поддерживалось закачкой в скважину WI-3. Во-вторых, требовалось уточнить свойства пласта на всем исследуемом участке месторождения.

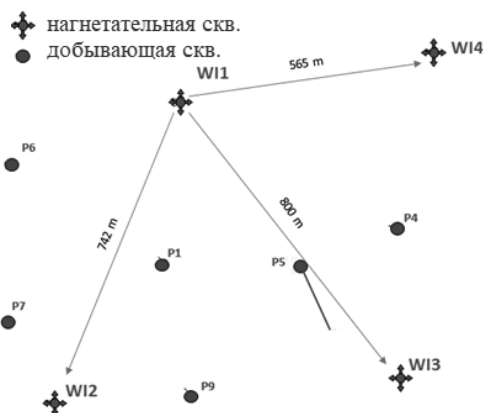


Рис. 1. Район исследования

Первый этап решения этих задач подразумевал изучение: гидропроводности и пьезопроводности межскважинных зон, а также скин-фактора возмущающей скважины. Второй этап – определение на их основе текущей насыщенности и вертикального охвата вытеснением. В предположении, что известна сжимаемость коллектора и его проницаемость по РИГИС (сравнительный анализ проницаемости по РИГИС и по ГДИ, выполненный на четырех скважинах этой же площади в ходе той же исследовательской кампании, показал близкие значения).

На данном участке применена кросс-сканирующая модификация технологии ИГК через добывающий фонд, которая подразумевает возмущение нагнетательными скважинами и регистрацию отклика в других нагнетательных скважинах. Распространение импульса давления в этом случае проходит по зоне пласта, где идет работа добывающих скважин, собирая по пути ценную информации о его свойствах. Преимуществом этого подхода является полное невмешательство в работу добывающих скважин. Однако расстояние между возмущающей и реа-

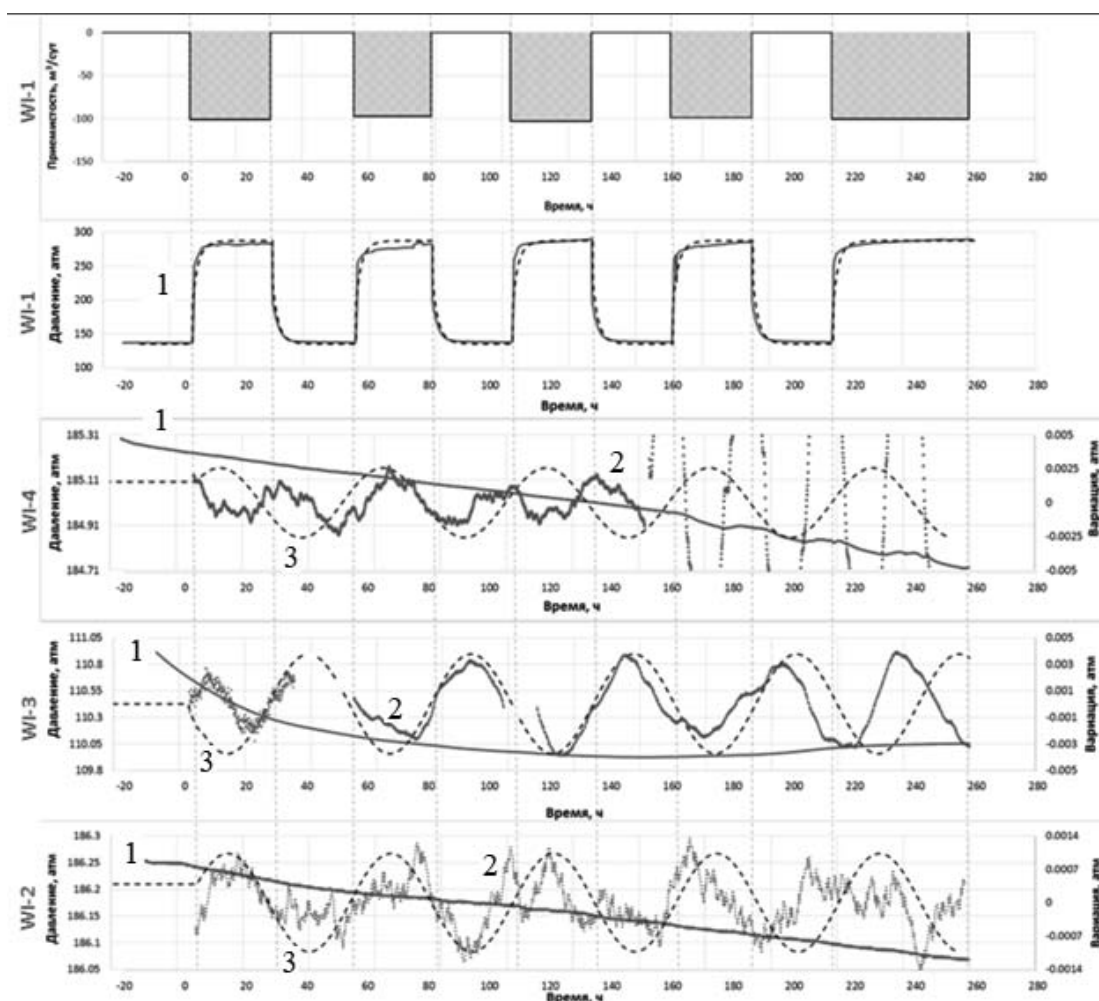


Рис. 2. Сводная диаграмма ИКГ исследования (линии с индексом 1 по основной оси – реальные замеры давления, линии с индексом 2 по вспомогательной оси – давления после фильтрации данных с дополнительной обработкой путем детрендинга, пунктирные линии с индексом 3 по вспомогательной оси – модельные кривые отклика давления на возмущения в скважине WI-1)

гирующими скважинами при таком подходе становится большим (в данном случае оно составило около 800 м). Регистрация откликов на таких расстояниях стала возможной благодаря использованию высокоточных кварцевых манометров zPas-50M с разрешающей способностью 50 Па.

Диаграмма с результатами измерений при проведении ИКГ исследования приведена на рис. 2.

На рис. 2 можно видеть детрендрованный сигнал давления, где явно выделяются колебания давления, вызванные периодической работой возмущающей скважины. Далее применение технологии импульсно-кодовой декомпозиции с помощью программного комплекса Polygon позволило выявить полезный сигнал на всех реагирующих скважинах WI-2, WI-3 и WI-4 (пунктирные линии с индексом 3).

Результаты приведены в таблице 1.

Таблица 1

Сопоставление интервальных и скважинных значений эффективной толщины

Скважина	Интервальное значение по ИКГ $h_{\text{ИКГ}}$, м	Значение по РИГИС $h_{\text{РИГИС}}$, м	Коэффициент вертикального охвата $K^{\text{охв}}_{\text{ИКГ}}$
WI-1	1.8	2.0	0.8
WI-2	1.6	2.0	0.8
WI-3	1.8	2.0	0.9
WI-4	2.1	2.2	1.0

Таким образом, согласно определенным в процессе ИКГ эффективным толщинам межскважинных интервалов, в целом наблюдается высокая степень охвата по вертикали геологического разреза пласта в исследованном районе.

Определение степени выработки пласта

Средняя степень выработки пласта в интервалах по ИКГ составила:

- в интервале WI-1 → WI-2 – 0,33, что соответствует обводненности 26% и хорошо коррелирует с обводненностью 20% близлежащей к этому интервалу скважины ОР-6 (105 м);
- в интервале WI-1 → WI-3 – 0,57, что соответствует обводненности 71% и плохо коррелирует с обводненностью 30% близлежащей к этому интервалу скважины ОР-5 (15 м). Это вызывает подозрение в плохом контакте скважины ОР-5 с пластом;
- в интервале WI-1 → WI-4 – 0,87, что соответствует обводненности 98% и хорошо коррелирует с обводненностью ближайшей (200 м) к этому интервалу скважины ОР-7 (90%).

Скин-фактор возмущающей скважины WI-1 был определен путем анализа кривой падения давления (КПД) при включении скважины и составил +1.

По результатам исследования определен список рекомендаций по мероприятиям на скважинах с целью увеличения эффективности разработки участка в целом:

- выполнить ГРП на скважине P5 для улучшения связи скважины с пластом;
- выполнить стимуляцию скважины WI-3 (ОПЗ, ГРП) для улучшения качества призабойной зоны скважины;
- рассмотреть возможность бурения дополнительных скважин в интервале WI-1 → WI-2 для увеличения добычи.

По результатам рекомендаций были проведены соответствующие мероприятия на скважинах. Так, через месяц после исследования на скважине ОР-5 был произведен ГРП с целью увеличить

площадь и качество контакта с пластом. График добычи до и после проведенных работ представлен на рис. 3.

Видно, что дебит по нефти вырос в пять раз, при этом обводненность также увеличилась с 20 до 70%, что соответствует текущей выработке пласта в этой зоне по оценкам ИКГ. В целом можно говорить об успешно проведенном ГРП, в результате которого установлен хороший контакт между скважиной и целевым пластом.

Таким образом, исследования методом ИКГ обладают высокой информативностью и позволяют рекомендовать проведение геологических мероприятий, значительно увеличивающих добычу нефти.

При этом подобные исследования всё равно не могут быть выполнены повсеместно в связи с тем, что требуют значительных усилий, – требуется спуск высокоточных манометров в реагирующие скважины, а это требует их глушения на время спуско-подъемных операций. Поэтому сотрудниками ООО «Поликод» разработаны алгоритмы анализа исторических данных по изменению дебита и забойного давления скважин для анализа межскважинной интерференции, а на ее основе – определения фильтрационных параметров межскважинного пространства. Данная технология получила название «мультискважинный ретроспективный тест» (МРТ).

В отличие от технологии ИКГ, данный метод не позволяет определить пьезопроводность, зато помимо гидропроводности можно восстановить историю пластового давления, что также немаловажно для выявления возможных проблем при разработке месторождений и полезно для оптимизации системы поддержания пластового давления (ППД). Один из примеров внедрения дан-

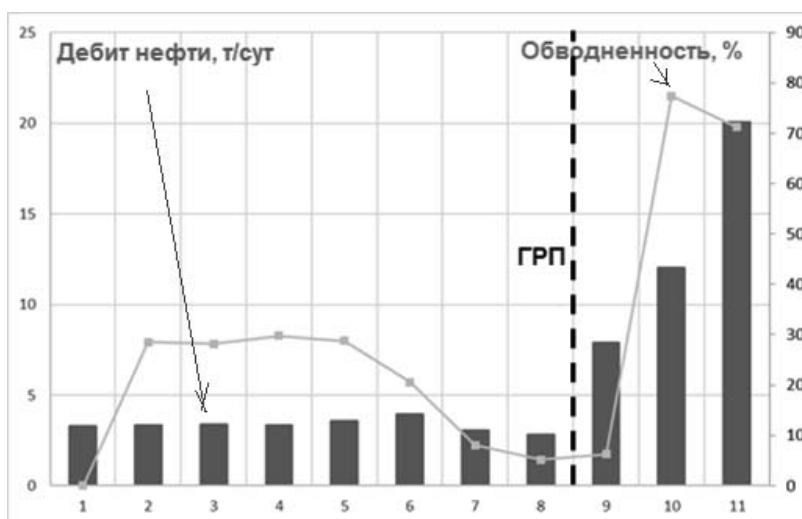


Рис. 3. Показатели работы скважины до и после работ по ГРП

ного метода описан в работе [5], когда выявлена значительная межскважинная интерференция, приведшая к снижению пластового давления и существенному падению дебитов жидкости. По результатам работы рекомендовано перевести одну из скважин участка под нагнетание для поддержания пластового деления. Выполнение рекомендации позволило переломить тенденцию падения добычи на исследованном участке. В работе [6] показано, что алгоритмы успешно работают и в условиях разработки карбонатных месторождений.

Литература

1. Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Гуляев Д.Н. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей. – М. – Ижевск : Ижевский институт компьютерных исследований, 2011. – 896 с.
2. Гуляев Д.Н., Мельников С.И., Кокурина В.В. Увеличение КИН в результате применения постоянного мониторинга забойных параметров на примере месторождения Западной Сибири. – SPE-171219.
3. Молокович Ю.М., Непримеров Н.Н., Пиккуза В.И., Штанин А.В. Релаксационная фильтрация. – Казань : Изд-во Казанского университета, 1980. – 136 с.
4. SPE-186252. R. Rafikov, R. Zabbarov, V. Tairova, JPSC Tatneft; A. Aslanyan, I. Aslanyan, A. Trusov, TGT Oilfield Services; V. Krichevsky, R. Farahova, Sofoil. Verifying reserves opportunities with multy-well pressure pulse-code testing. (Р. Рафиков, Р. Заббаров, В. Таипова, ОАО Татнефть, А. Асланян, И. Асланян, А. Трусов, TGT Oilfield Services, В. Кричевский, А. Фарахова. Sofoil. Верификация остаточных запасов методом мультискважинного импульсно-кодowego гидропрослушивания.)
5. Лазуткин Д.М., Гуляев Д.Н., Морозовский Н.А. Обоснование геолого-технологических мероприятий при разработке нефтяных месторождений по данным гидродинамических исследований скважин. SPE-187791.
6. Асланян А.М., Гильфанов А.К., Гуляев Д.Н., Кричевский В.М., Тимербаев М.Р. Изучение «динамичной» системы ППД на основе анализа промысловых данных, ПГИ и ГДИС карбонатных отложений со сложной структурой коллектора. SPE-187776.
7. Клименко И.С. Теория систем и системный анализ : учебное пособие. – М. : РосНОУ, 2014. – 265 с.
8. Клименко И.С., Коровко П.Г., Шарапова Л.В. К проблеме оценивания эффективности управления и качества управленческих решений // Вестник Российского нового университета. Серия «Сложные системы: модели, анализ и управление». – 2017. – Выпуск 1. – С. 53–58.
9. Кузнецов И.П., Шарнин М.Н., Золотарев О.В. Экспертные решения на основе взаимосвязанных объектов // Системы и средства информатики. – 1995. – № 7. – С. 119–125.