

# ИНФОРМАТИКА И ВЫЧИСЛИТЕЛЬНАЯ ТЕХНИКА

DOI: 10.25586/RNUV9187.19.03.P.081

УДК 622 + 004

Д.Н. Гуляев, О.В. Батманова, О.И. Даниленко

---

## ПРИМЕНЕНИЕ МУЛЬТИСКВАЖИННОЙ ДЕКОНВОЛЮЦИИ ДЛЯ АНАЛИЗА СВОЙСТВ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ

---

Разработка месторождений углеводородов становится все более сложной задачей. Качество резервуаров постоянно снижается за счет выработки сравнительно однородных пластов с более высокими фильтрационными свойствами. Одновременно с этим история разработки месторождений становится все более полной. В связи с этим перед инженерами возникает задача разработки методов и технологий, направленных на получение дополнительной информации о подземных резервуарах, на основе анализа истории разработки месторождений. Одним из них является метод мультискважинной деконволюции. Описывается опыт применения данного метода на одном из месторождений Западной Сибири.

*Ключевые слова:* межскважинные гидродинамические исследования, мультискважинная деконволюция, взаимовлияние скважин.

D.N. Gulyaev, O.V. Batmanova, O.I. Danilenko

---

## MULTI-WELL DECONVOLUTION METHOD IMPLEMENTATION FOR OIL RESERVOIR CHARACTERIZATION

---

Oil and gas reservoir development becomes more difficult each year. Today most of reserves are in heterogeneous reservoirs with low permeability due to traditional reserves depletion. Concurrently production history becomes larger. Reservoir engineers have a challenge to develop technologies for squeezing the production history data for additional information about the reservoirs. One of these technologies is a multiple well deconvolution. The paper describes a field case at Western Siberia.

*Keywords:* pressure transient analysis, multi-well deconvolution, well interference.

### *Введение*

С середины 2000-х гг. в нефтяных компаниях налажены сбор и хранение данных об истории забойных давлений в добывающих скважинах, эксплуатируемых с помощью электроцентробежных насосов (ЭЦН), измерение которых проводится датчиками телеметрии насосов (ТМС) [1; 2]. Таким образом, к настоящему времени имеется достаточно продолжительная история мониторинга забойного давления. При этом информация о дебитах скважин хорошо документируется уже десятилетиями. Итак, за счет привлечения данных о забойном давлении можно существенно повысить информативность стандартных технологий анализа добычи. Однако еще более важный шаг – перейти от поскважинного анализа к групповому с выявлением межскважинной интерференции. Одной из технологий, позволяющих этого добиться, является технология мультискважинной деконволюции (МДКВ), разработанная компанией «Поликод» [3; 5; 6].

Традиционный деконволюционный анализ данных позволяет найти математическую функцию, связывающую между собой изменение давления при изменении дебита, создавая таким образом математическую модель скважины, которую затем можно адаптировать фильтрационной моделью. Преимущества этого подхода: отсутствие чувствительности к выбросам, шумам в данных, «рваной» записи давлений и т.д. Однако до недавнего времени надежный математический алгоритм существовал только для односкважинной деконволюции.

Мультискважинная деконволюция позволяет построить математическую модель сразу нескольких взаимовлияющих скважин [4]. При этом алгоритм находит «функции влияния» – реакции изменения давления в скважине вследствие изменения дебита как в самой скважине, так и в скважинах ближайшего окружения. Это позволяет количественно оценить влияние скважин друг на друга при разработке пластов. В итоге становится возможным в комплексе с другими методами анализа выявить недостатки в системе поддержания пластового давления (ППД), выявить скважины с подозрением на непроизводительную закачку и определить интервалы, по которым ожидается опережающее обводнение вследствие неполного охвата пласта вытеснением. В результате появляется возможность подобрать мероприятия для повышения эффективности системы разработки месторождений.

#### *Основы технологии мультискважинной деконволюции*

##### **Основные термины и определения**

*Мультискважинная деконволюция (МДКВ)* – это технология обработки данных дебитов и давлений, которая восстанавливает переходную характеристику скважины и межскважинных интервалов.

*Переходная характеристика скважины (ПХС)* – это отклик давления скважины на ее включение с единичным дебитом при полном отсутствии влияния других скважин.

*Переходная характеристика интервала (ПХИ)* – это отклик давления скважины на включение другой скважины с единичным дебитом при полном отсутствии влияния других скважин.

##### **Условия применения технологии**

МДКВ применима только для линейного закона фильтрации, поэтому при ее использовании необходимо проводить предварительный анализ промысловых данных, чтобы установить, выполняется ли условие линейности для данного участка в данном интервале времени теста.

МДКВ применима как для ступенчатого изменения дебита и плавного изменения давления, так и для ступенчатого изменения забойных давлений и плавного изменения дебита. В силу полной симметричности процедур дальнейшее изложение будет иллюстрировать МДКВ для режима ступенчатого изменения дебита: перенос соответствующих понятий и выводов на режим ступенчатого изменения забойного давления не составляет труда.

##### **Технологии обработки методом МДКВ**

Технологии МДКВ делятся на два подтипа: радиальная деконволюция (РДКВ) и кросс-скважинная деконволюция (КДКВ).

Гуляев Д.Н., Батманова О.В., Даниленко О.И. Применение мультискважинной...

РДКВ – это технология обработки данных давления тестовой скважины, а также дебитов тестовой скважины и окружающих ее скважин с целью восстановления отклика давления на включение самой скважины с единичным дебитом при отключенных соседних скважинах (ПХС, также называемая диагональной переходной характеристикой).

Таким образом, главное отличие РДКВ от односкважинной СДКВ заключается в учете влияния окружающих скважин на отклик давления в тестовой скважине. По окружающим скважинам используются только сведения об их дебитах.

КДКВ – это технология обработки данных дебитов и давлений по всем скважинам с целью восстановления отклика давления на включение самой скважины с единичным дебитом (ПХС, также называемая диагональной переходной характеристикой), а также отклика давления на включения соседних скважин с единичным дебитом (ПХИ, также называемая недиагональной переходной характеристикой).

Для  $N$  скважин получается  $N^2$  переходных характеристик, так как для каждой скважины получается одна диагональная переходная характеристика и  $N - 1$  недиагональных переходных характеристик – итого  $N$  переходных характеристик для каждой скважины.

Данная процедура позволяет проанализировать библиотечный тип переходных характеристик в районе каждой скважины и определить тип и расстояние до контура питания в районе каждой работающей скважины, а также скорректировать историю дебитов, т.е. устранить первых два недостатка рутинного фитинга (итерационное решение на основе последовательных расчетов прямой задачи).

После проведения деконволюции все переходные характеристики (давление и логарифмические производные) адаптируются диффузионной моделью системы «скважина-пласт» с привлечением инструментов из арсенала гидродинамических исследований скважин до получения единого набора параметров (скин-фактора ( $S$ ) каждой скважины и гидропроводности ( $\sigma$ ) + пьезопроводности ( $\chi$ ) в окрестности каждой скважины).

В отличие от метода совмещения методом перебора, где для  $N$  скважин определяется  $N$  откликов давлений на сложные истории дебитов, в мультискважинной деконволюции адаптируется  $N^2$  откликов, но на очень простые истории дебитов (однократное включение скважины с единичным дебитом). При этом варьируются те же самые  $4 \times N$  параметров (текущее пластовое давление на контуре питания каждой скважины ( $P_e$ ), скин-фактор ( $S$ ) каждой скважины и, как правило, гидропроводность ( $\sigma$ ) + пьезопроводность ( $\chi$ ) в окрестности каждой скважины).

#### **Преимущества и недостатки технологии МДКВ**

Главными преимуществами МДКВ являются:

- способность корректировать дебиты;
- способность оценить переходную характеристику без предварительного знания геометрии залежи;
- более точная оценка параметров пластов из-за более точного учета дебитов и переходной характеристики;
- временные затраты на обработку данных.

Главными недостатками МДКВ являются:

- чувствительность к фоновым изменениям пластового давления, вызванного работой неучтенных удаленных скважин или межпластовых перетоков;

- неоднозначность недиагональных переходных характеристик в случае скоррелированного изменения дебитов двух (и более) скважин;
- рост погрешности с ростом количества скважин в тесте.

Хотя адаптация деконволюции производится более быстрой одномерной моделью (а не сеточной 2D-/3D-моделью, как при интерпретации методом совмещения), тем не менее сам процесс расшифровки  $N^2$  переходных характеристик занимает более длительное время и, так же как и совмещение методом перебора, подвержен нестабильности решения при большом количестве скважин.

На синтетических 3D-моделях сравнение МДКВ и методом перебора, как правило, показывает значительное преимущество МДКВ в плане:

- точности восстанавливаемых параметров;
- скорости их получения;
- объема получаемой информации.

#### Математическая модель

Уравнение МДКВ:

$$P_n(t) = P_{i,n} + \sum_{k=1}^N \sum_{\alpha=1}^{N_k} (q_k^\alpha - q_k^{\alpha-1}) P_{nk}^u(t - t_\alpha),$$

где

№ п/п	Параметр	Расшифровка
1	$P_n(t)$	Давление на $k$ -й скважине на произвольный момент времени $t$
2	$P_{i,n}$	Начальное давление на $k$ -й скважине
3	$q_n^\alpha$	Дебит $\alpha$ -переходного режима на $k$ -й скважине
4	$P_{nk}^u(t)$	Переходная характеристика в интервале между $n$ -й и $k$ -й скважинами
5	$t_\alpha$	Момент времени начала $\alpha$ -переходного режима на $k$ -й скважине
6	$N$	Число скважин в тесте
7	$N_k$	Число переходных режимов у $k$ -й скважины

При этом полагается, что:

- $q_k^{-1} = 0$  – для любой скважины  $k = 1 \dots N$ ;
- $P_{nk}^u(\tau) = 0$  при  $\tau < 0$  для любой пары скважин  $n, k = 1 \dots N$ .

Задача МДКВ заключается в нахождении  $N^2$  функций  $P_{nk}^u(\tau)$  и  $N$  функций  $P_i^n(\tau)$  по известной истории изменения дебитов и давлений  $\{P^n(t), \{q_\alpha^k\}_{\alpha=1 \dots N}\}_{n=1 \dots N}$ .

Эта задача решается путем оптимизации модифицированным методом Шретера [6].

Попутно в процедуре МДКВ корректируются значения дебитов для каждой скважины  $\{q_\alpha^k\}_{\alpha=1 \dots N_k} \rightarrow \{\hat{q}_\alpha^k\}_{\alpha=1 \dots N_k}$ .

Гуляев Д.Н., Батманова О.В., Даниленко О.И. Применение мультискважинной...

Имеются следующие ограничения технологии: 1) плавное изменение определяемых параметров в анализируемый период приводит к ошибке в вычислениях; 2) отсутствие значительных изменений дебита в работе скважин в анализируемый период делает невозможным выявление их влияния на скважины окружения.

*Пример испытания технологии на месторождении*

Для опробования технологии для ее реализации выбран участок одного из месторождений Западной Сибири (рис. 1).

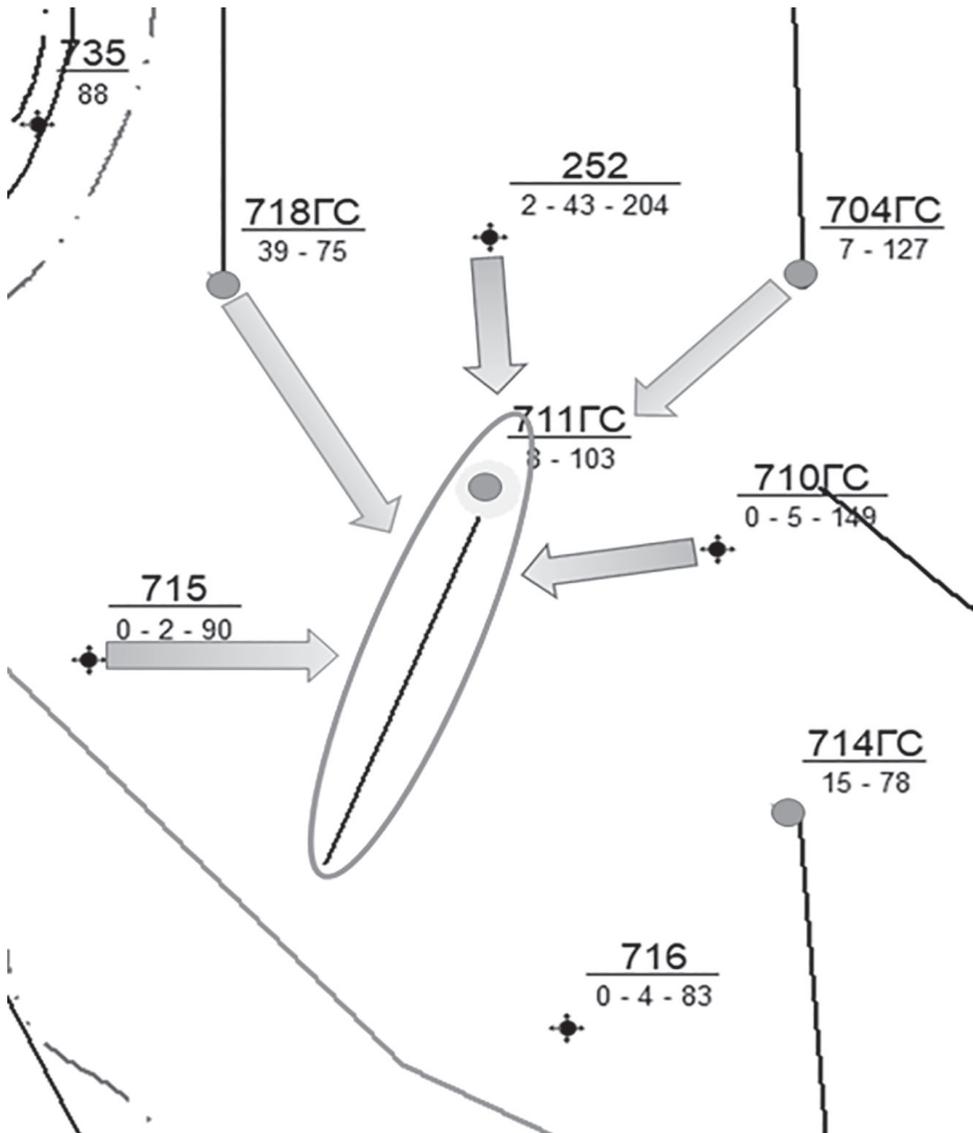
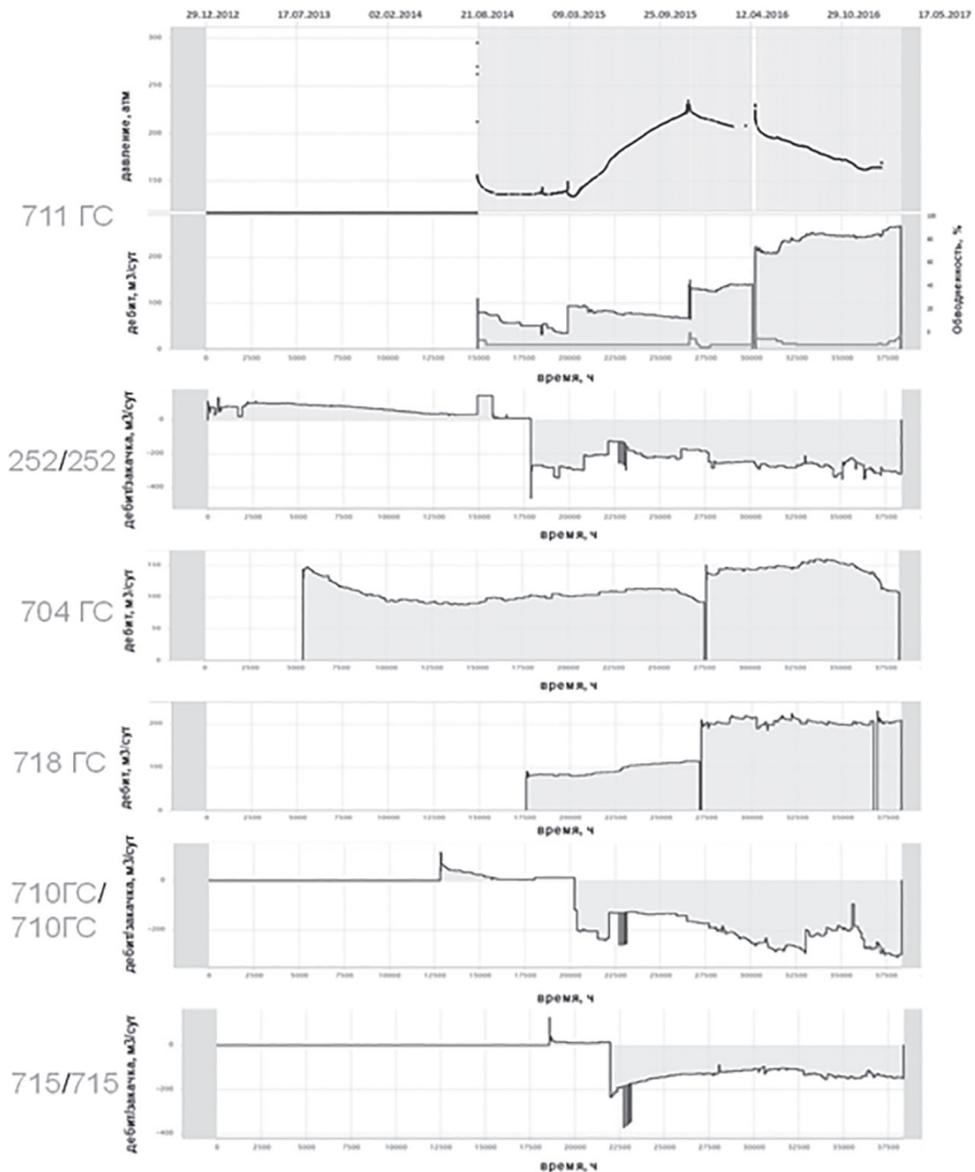


Рис. 1. Карта расположения скважин одной из залежей пилотного проекта

Продуктивный горизонт месторождения представлен юрскими отложениями со средней мощностью около 5–10 м и проницаемостью в диапазоне 10–50 мД. Структурными ловушками сформировано несколько отдельных залежей. Месторождение разрабатывается с 2012 г., накоплена достаточная история работы для возможности применения технологии МДКВ. Проблемой на скважинах участка было превышающее ожидание снижение добычи. Данные по истории работы скважин приведены на рисунке 2.



**Рис. 2.** История работы скважин:  
по оси X отложено время работы в часах, по оси Y – дебит скважин, м<sup>3</sup>/сут

Гуляев Д.Н., Батманова О.В., Даниленко О.И. Применение мультискважинной...

Результатами МДКВ являются:

1. Восстановленная история пластового давления в районе центральной скважины анализируемого участка.
2. Восстановленная история коэффициента продуктивности центральной скважины анализируемого участка.
3. Рассчитанная история влияния каждой из скважины окружения на центральную скважину анализируемого участка.
4. Определенные гидропроводность пласта в районе центральной скважины анализируемого участка и ее скин-фактор.
5. Гидропроводность гидродинамически связанной части пласта между исследованными скважинами.

Восстановленная история пластового давления приведена на рисунке 3.

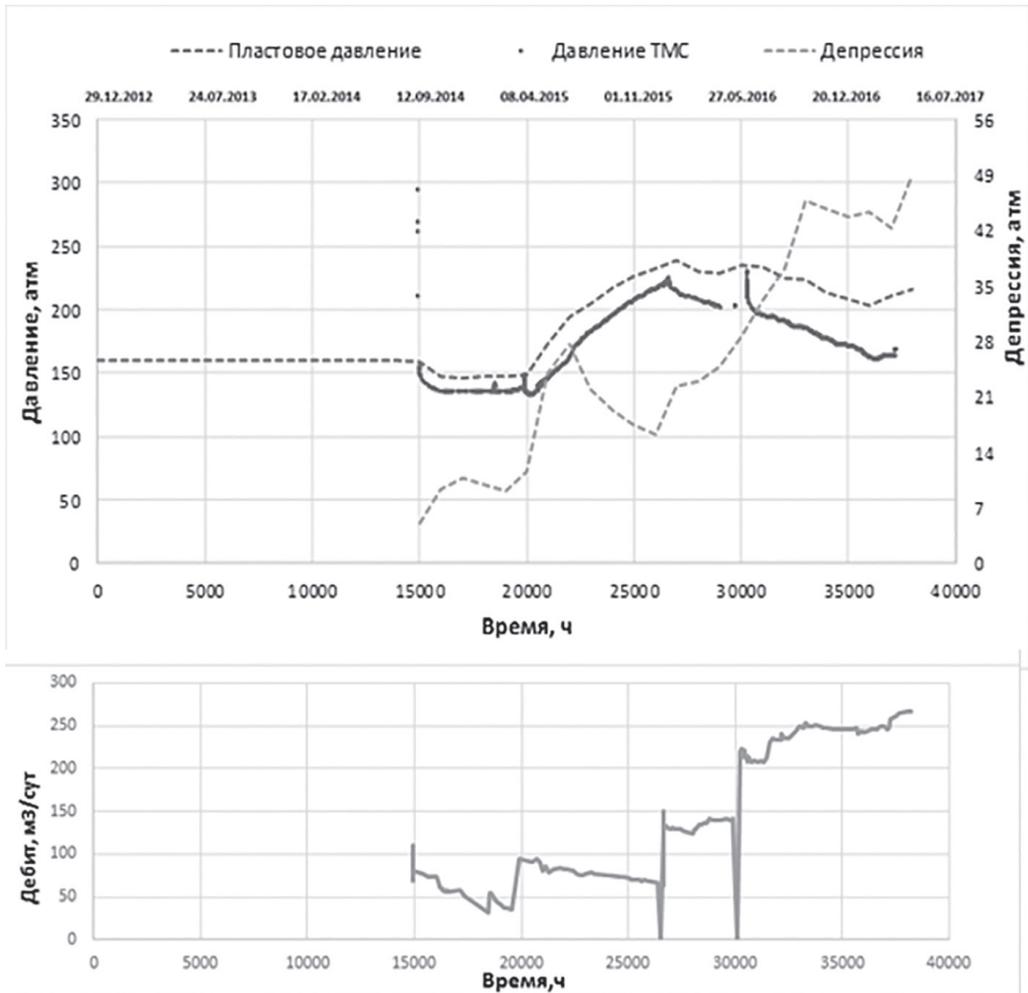


Рис. 3. История пластового давления в районе скважины 711ГС

Восстановленная история коэффициента продуктивности приведена на рисунке 4.

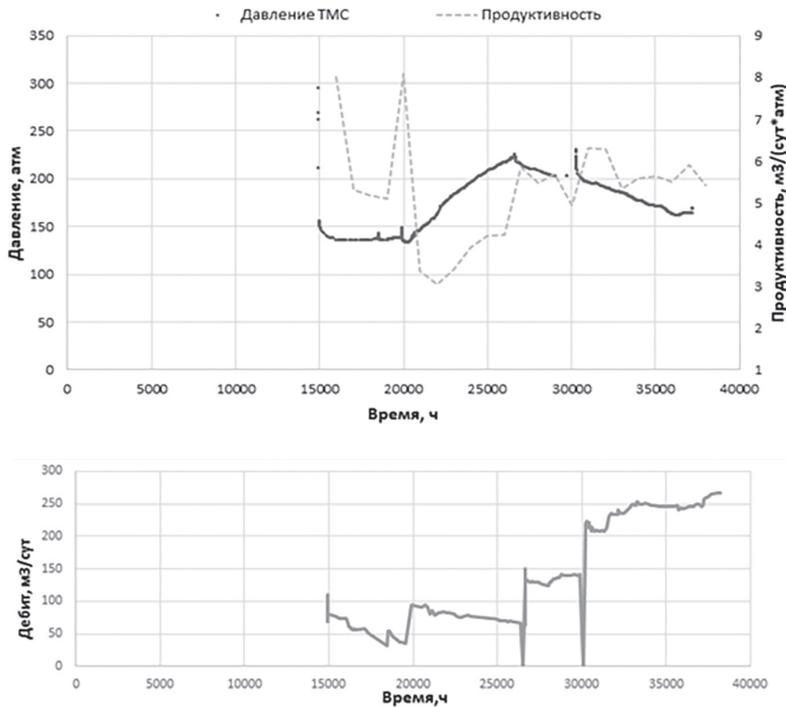


Рис. 4. История коэффициента продуктивности скважины 711ГС

История влияния на давление в области дренирования скважины 711ГС работы каждой из окружающих скважин приведена на рисунке 5.

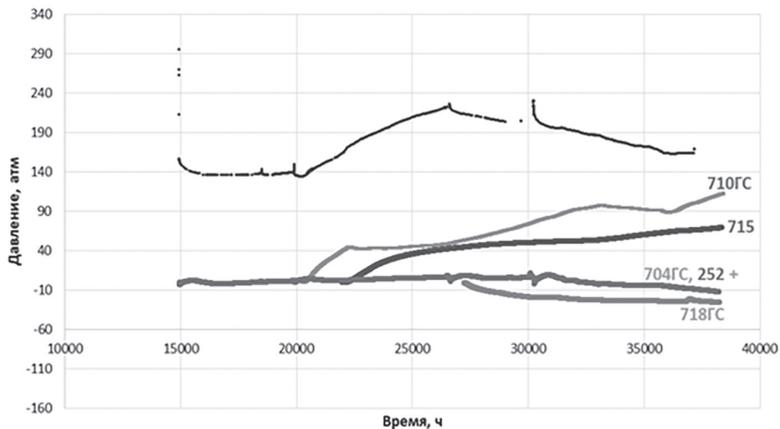
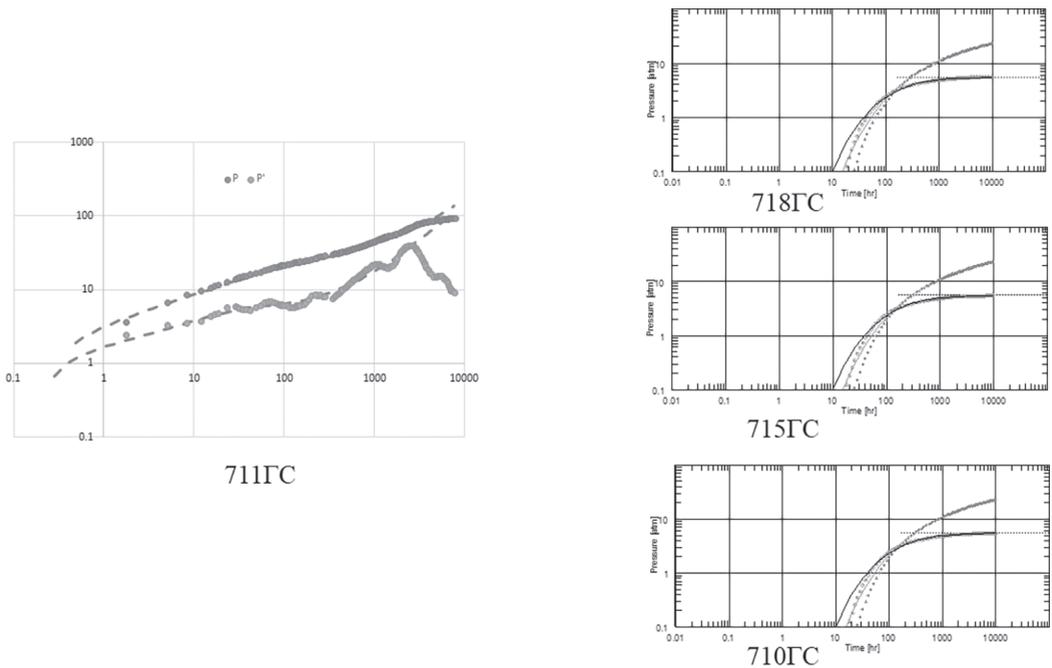


Рис. 5. История влияния на давление в области дренирования скважины 711ГС работы каждой из окружающих скважин

Гуляев Д.Н., Батманова О.В., Даниленко О.И. Применение мультискважинной...

Интерпретация переходной характеристики скважины 711ГС с определением гидропроводности пласта в ее районе, ее скин-фактор и объем дренирования скважин участка приведены на рисунке 6. Там же представлена интерпретация переходных характеристик межскважинных интервалов с определением гидропроводности гидродинамически связанной части пласта между скважинами 711ГС – 718ГС, 715ГС – 718ГС, 710ГС – 718ГС. По остальным интервалам влияние границ области дренирования скважины 711ГС замаскировало положение «псевдорадиального» режима течения, что не позволило оценить гидропроводность.



**Рис. 6.** Диагностические графики с определением гидропроводности пласта вокруг скважины 711ГС и в межскважинных интервалах: по оси  $X$  отложено время в часах, по оси  $Y$  – давление и его производная, атм

№ п/п	Параметр	Обозначение	Значение	Единица измерения
1	Гидропроводность пласта	$\sigma$	92,6	мД · м / сП
2	Проницаемость пласта	$k$	8,9	мД
3	Интегральный скин-фактор скважины	$S$	-5,8*	
4	Продуктивность скважины	$J$	5,4	м <sup>3</sup> / (сут · атм)
5	Область дренирования группы скважин	$A$	5 700 000	м <sup>2</sup>

\* Отрицательное значение скин-фактора обусловлено горизонтальной геометрией ее ствола.

Итоговые результаты накопленного и текущего месячного влияния, а также гидропроводность пласта в межскважинном пространстве приведены на рисунке 7.

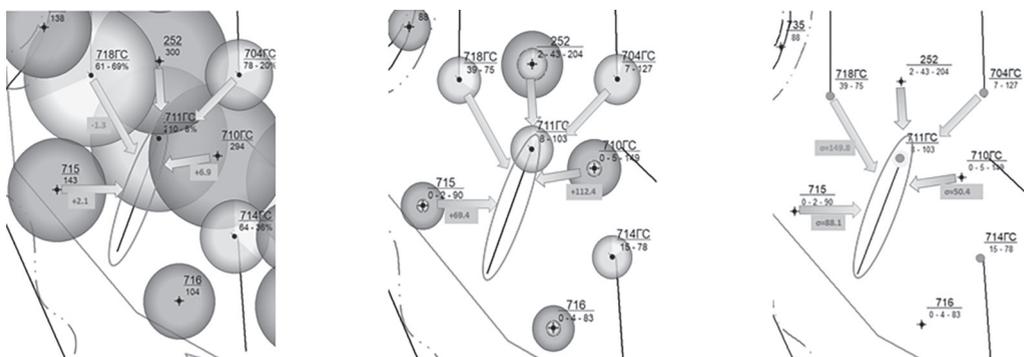


Рис. 7. Итоговые результаты накопленного и текущего месячного влияния, гидропроводность пласта в межскважинном пространстве

№ п/п	Интервал	Текущее влияние, атм/мес.	Накопленное влияние, атм	Гидропроводность пласта в интервале, мД · м / сП
1	718GC→711GC	-1,3	-48,5	149,8
2	715GC→711GC	+2,1	+96,4	88,1
3	710GC→711GC	+6,9	+112,4	50,4

Влияние нагнетательных скважин приводит к увеличению давления, а добывающих – к снижению.

По результатам анализа данной группы скважин сделаны следующие выводы и рекомендации:

- В настоящее время наибольшее влияние на забойное давление скважины 711GC оказывают нагнетательные скважины 710GC и 715GC.
- Пластовое давление в скважине 711GC за время эксплуатации не приближалось к давлению насыщения (минимальное давление 146,5 атм), текущее значение составляет около 216,0 атм.
- Средняя продуктивность скважины составляет около 5,4 м<sup>3</sup>/сут · атм, однако в истории работы есть периоды ее снижения, связанные с процессом глушения скважины при смене ЭЦН. Рекомендуется оптимизировать технологию глушения скважин.
- По результатам мультискважинного ГДИ выявлено малое влияние скважины 252 на скважину 711GC. С учетом геологии пласта в данном районе наиболее вероятная причина ее слабого влияния – наличие непроизводительной закачки. В связи с чем рекомендуется провести в этой скважине ПГИ с последующим РИР, в случае если подтвердится значительный уход воды в водонасыщенный пласт.

Гуляев Д.Н., Батманова О.В., Даниленко О.И. Применение мультискважинной...

### Выводы

- Технология МДКВ прошла опробование на промысловых данных и может применяться в комплексе с другими технологиями для решения задач определения взаимовлияния, связности пласта между скважинами, оценки пластового давления и выявления возможных перетоков в скважинах.
- С развитием технологий анализа данных непрерывный мониторинг давления и дебита скважин будет приносить все больше пользы для анализа разработки и выработки рекомендаций. Необходимо по возможности организовывать сбор и хранение данной информации на всех скважинах для создания «цифровых» месторождений.

*Авторы выражают огромную благодарность компании «Поликод» за предоставленную возможность продемонстрировать результаты апробации новой технологии оценки свойств пласта в межскважинном пространстве.*

### 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. Лазуткин Д.М., Гуляев Д.Н., Морозовский Н.А. Обоснование геолого-технологических мероприятий при разработке нефтяных месторождений по данным гидродинамических исследований скважин. Статья SPE-187791/ 10 – 2017.
3. Асланян А.М. и др. Изучение «динамичной» системы ППД на основе анализа промысловых данных, ПГИ и ГДИС карбонатных отложений со сложной структурой коллектора. SPE- 187776-RU.
4. Гуляев Д.Н., Батманова О.В. Импульсно-кодовое гидропрослушивание и алгоритмы мультискважинной деконволюции – новые технологии определения свойств пластов в межскважинном пространстве // Вестник Российского нового университета. Серия «Сложные системы: модели, анализ и управление». 2017. № 4. С. 26–32.
5. Aslanyan A. et al. Assessing Waterflood Efficiency with Deconvolution Based Multi-Well Retrospective Test Technique. Статья SPE-195518-MS.
6. Ilk D., Valko P., Blasingame T. A Deconvolution Method Based on Cumulative Production for Continuously Measured Flowrate and Pressure Data. SPE-111269-MS.

### Literatura

1. Kremenetskij M.I., Ipatov A.I., Gulyaev D.N. Informacionnoe obespechenie i tekhnologii gidrodinamicheskogo modelirovaniya neftyanyh i gazovyh zalezhej. M.; Izhevsk: Izhevskij institut komp'yuternyh issledovanij, 2011. 896 s.
2. Lazutkin D.M., Gulyaev D.N., Morozovskij N.A. Obosnovanie geologo-tekhnologicheskikh meropriyatij pri razrabotke neftyanyh mestorozhdenij po dannym gidrodinamicheskikh issledovanij skvazhin. Stat'ya SPE-187791/ 10 – 2017.
3. Aslanyan A.M. i dr. Izuchenie "dinamichnoj" sistemy PPD na osnove analiza promyslovyh dannyh, PGI i GDIS karbonatnyh otlozhenij so slozhnoj strukturoj kolektora. SPE- 187776-RU.