

Оценка выработки запасов углеводородов с помощью импульсно-кодowego гидропрослушивания

Волков Ю.В.^{1, 2}, Мингараев Р.А.¹, Фаткулин М.Р.¹, Хазиев Р.Р.², Андреева Е.Е.², Зинуров Л.А.³

¹Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия, ²Институт проблем экологии и недропользования АН РТ, Казань, Россия,

³ООО «Софойл», Казань, Россия
rammingaraev@yandex.ru

Аннотация

В настоящей работе рассмотрен метод импульсно-кодowego гидропрослушивания (ИКГ) на одной из площадей месторождения Волго-Уральской провинции с целью оценки локализованных запасов углеводородов (УВ) и целесообразности проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ), таких как зарезка бокового ствола (ЗБС) для их выработки и увеличения конечной нефтеотдачи до значения, установленного проектным документом. В ходе проведения ИКГ были решены следующие задачи: оценены остаточные запасы УВ в исследуемом районе; рассчитаны прогнозные показатели жидкости, нефти после проведения ЗБС; оценено влияние возмущающей скважины Y1 на скважины окружения.

Материалы и методы

В процессе исследования ИКГ производилась запись забойных давлений в скважинах с помощью автономных глубинных манометров zPas-20M (чувствительностью 20 Па) на основе термостабилизированного кварцевого кристалла. Также производились замеры приемистости нагнетательной возмущающей скважины с помощью переносного расходомера. ИКГ-исследование основано на методе импульсно-кодовой декомпозиции (ИКД) —

процедура разложения комплексного отклика давления на каждой скважине на компоненты, каждая из которых коррелирует только с историей дебитов одной из возмущающих скважин.

Ключевые слова

гидродинамические исследования скважин, гидропрослушивание, нефтяной пласт, гидропроводность, пьезопроводность, фильтрационно-емкостные свойства, локализация запасов

Для цитирования

Волков Ю.В., Мингараев Р.А., Фаткулин М.Р., Хазиев Р.Р., Андреева Е.Е., Зинуров Л.А. Оценка выработки запасов углеводородов с помощью импульсно-кодowego гидропрослушивания // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 5. С. **–**. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-5-**-**

Поступила в редакцию: 08.02.2021

GEOLOGY

UDC 550.8.053 | Original Paper

Evaluation of reservoir saturation and unrecovered reserves localization by pulse-code interference testing

Volkov Yu.V.^{1, 2}, Mingaraev R.A.¹, Fatkulin M.R.¹, Khaziev R.R.², Andreeva E.E.², Zinurov L.A.³

¹Kazan Federal University, Kazan, Russia, ²Institute for problems of ecology and mineral wealth use of Tatarstan academy of sciences, Kazan, Russia,

³“Sofoil” LLC, Kazan, Russia
rammingaraev@yandex.ru

Abstract

In this paper, the method of pulse-code testing (PCT) on one of the squares of the fields of the Volga-Ural province to assess localized reserves of hydrocarbons (HC) and the feasibility of workovers and sidetracking to increase ultimate recovery up to value at field development plan. During the PCT, the following tasks were solved: the residual hydrocarbon reserves in the study area were estimated; the forecast indicators of liquid and oil after the sidetracking were calculated; the influence of the generator well Y1 on the surrounding wells was estimated.

Materials and methods

During PCT surveillance, downhole pressures were recorded at wells using zPas-20M quartz pressure gauges (with a resolution of 20 Pa) which is based on a temperature-stabilized quartz crystal. Furthermore, water injection rate of the injection well was measured using a portable flow meter.

PCT is based on the Pulse-Code Decomposition (PCD) algorithms – a procedure for decomposing complex pressure responses at each well

into different components, where each component correlates with the flow rate changes history of only one particular generating well.

Keywords

well testing, interference test, oil reservoir, transmissibility, diffusivity, reservoir evaluation, reserves localization

For citation

Volkov Yu.V., Mingaraev R.A., Fatkulin M.R., Khaziev R.R., Andreeva E.E., Zinurov L.A. Evaluation of reservoir saturation and unrecovered reserves localization by pulse-code interference testing. Exposition Oil Gas, 2021, issue 5, P. **–**. (In Russ).

DOI: 10.24412/2076-6785-2021-5-**-**

Received: 08.02.2021

Введение

В настоящее время большинство месторождений вступили в позднюю стадию разработки (3 и 4 стадии) со сложной структурой остаточных запасов. Наличие недренируемых запасов обуславливается сложностью геологического строения залежей, куда входит вертикальная неоднородность пластов, сильная расчлененность, ухудшенные фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), тектонические нарушения, повышенные вязкости [1–7]. Для выявления остаточных запасов углеводородов (УВ) и успешного проведения геолого-технических мероприятий для их выработки острой необходимостью является проведение дополнительных исследований, одним из которых является импульсно-кодировое гидропрослушивание (ИКГ) [8].

Цели и задачи работы:

1. Оценить эффективность работы возмущающей скважины Y1, ее влияние на окружающие скважины;
2. Оценить потенциальную эффективность проведения зарезки бокового ствола (ЗБС) в скважине X3.

Описание объекта исследования

В статье рассматривается пример проведения ИКГ-исследования на одной из площадей месторождения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции для оценки локализованных запасов УВ и целесообразности проведения различных ГТМ (зарезка боковых стволов, уплотняющее бурение, ремонтно-изоляционные работы (РИР)) для их выработки и увеличения конечной нефтеотдачи до значения, установленного проектным документом. (По согласованию с недропользователем название месторождения не разглашается; нумерация скважин изменена.)

Объектом исследования является продуктивный горизонт, на котором проводились гидродинамические исследования скважин (ГДИС), в частности – методом ИКГ (табл. 1).

В исследование вошли возмущающая нагнетательная скважина Y1, добывающие скважины X1, X5; пьезометрические скважины X3, X4 (рис. 1).

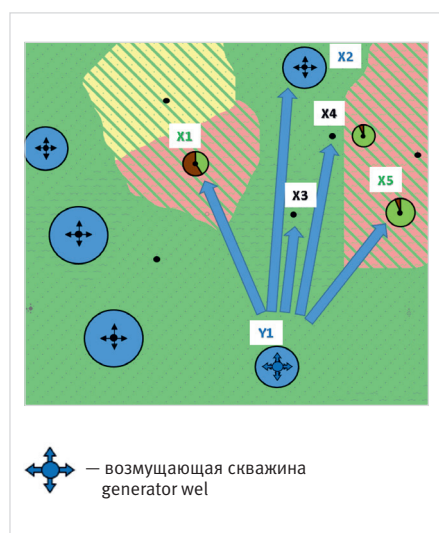


Рис. 1. Фрагмент карты разработки с участком исследования ИКГ. Здесь и далее цветами обозначены литофации коллектора

Fig. 1. Fragment of reservoir development map. Henceforth reservoir litho-phases are marked by different colors

Табл. 1. Геолого-физические параметры продуктивного горизонта
Tab. 1. Geological and physical parameters of the oil strata

Величина	Аббр.	Значение	Ед. изм.
Средняя глубина залегания	Z_{top}	1 713	м
Средняя общая толщина	h	5	м
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	h_{eff}	3	м
Пористость	m	0,2	д.ед.
Сжимаемость породы	c_r	3×10^{-5}	1/атм
Средняя проницаемость	k	780	мкм ²

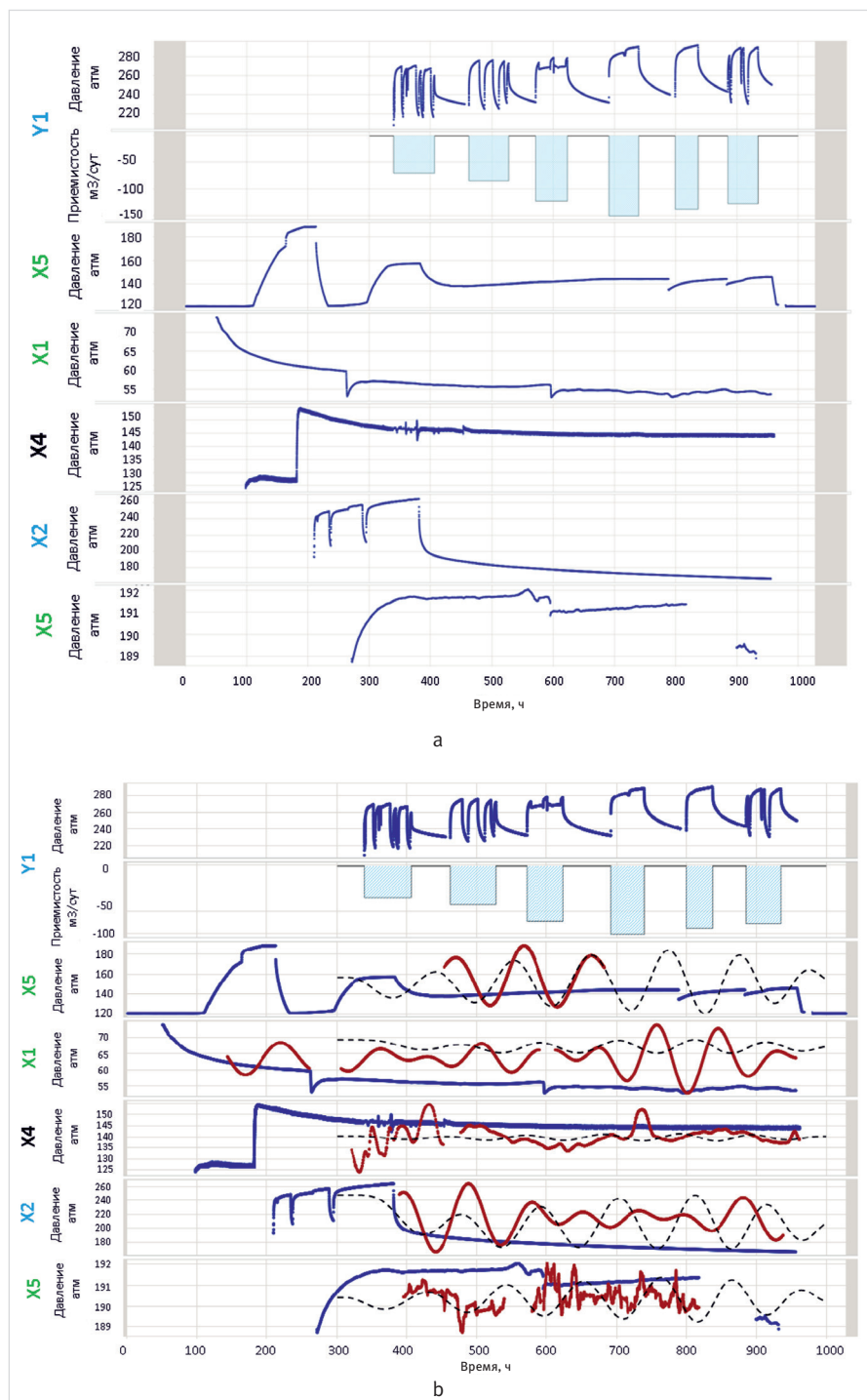


Рис. 2. Режимы работы возмущающей скважины и запись давления в реагирующих скважинах окружения (синим цветом) – а, результаты ИКГ. Красным – детрендированные кривые, черным – отклик в реагирующих скважинах на изменение расхода в генераторе – б

Fig. 2. Injection rates of the generator and pressure recording in the surrounding receivers (in blue) – а, Pulse code decomposition results. Red – detrended pressure, black – revealed pressure response in receiver on rate changes in generator – б

Описание метода исследования

Импульсно-кодированное гидропрослушивание является разновидностью гидропрослушивания. Уникальность этой технологии заключается в создании «кода» с помощью остановки и закачки различных периодов по заранее подготовленному плану [4]. Процесс проведения ИКГ включает в себя группу скважин: возмущающую — на которой создаются фильтрационные волны давления, и реагирующие — которые регистрируют с помощью высокочувствительных приборов изменение забойного давления (рис. 2а).

Технология ИКГ для расшифровки сигнала на реагирующих скважинах использует методику импульсно-кодированной декомпозиции (ИКД) [3].

ИКД — процесс разложения давления, записанного с помощью высокочувствительных приборов в каждой скважине на компоненты, каждая из которых коррелирует только с историей приемистости возмущающей скважины. Показатели результатов ИКД представлены на рисунке 2б, на котором красным цветом показано детрендрованное давление, черным цветом показаны результаты декомпозиции.

Анализ полученных результатов

В ходе выполнения ИКГ было оценено пластовое давление в остановленных скважинах (рис. 3а). Во всех рассматриваемых скважинах наблюдаются высокие значения пластового давления. Высокое давление в пьезометрических скважинах X3 и X4 свидетельствует о том, что на данном участке происходит поддержка пластового давления нагнетательными скважинами Y1 и X2, что в свою очередь является следствием хорошей проводимости пласта в направлении с севера на юг.

Процесс распределения давления по пласту происходит довольно равномерно, что свидетельствует о близких значениях проницаемости в интервалах рассматриваемых скважин (рис. 3б). Также с помощью ИКГ были определены интервальные гидропроницаемости в изучаемом районе. Различия проницаемостей, полученные по ИКГ и РИГИС, являются следствием различия эффективных (перфорированных) и связанных толщин (табл. 2), которые могут быть вызваны неполнотой охвата пласта по вертикали либо подключением к основному пласту дополнительных пропластков.

В пределах связанных толщин были оценены насыщенности в интервалах скважин. Исходя из полученных значений насыщенности, можно судить о возможном наличии локализованных запасов УВ в исследуемом районе (в особенности в интервале Y1–X3 и Y1–X4, где значения водонасыщенности (Sw) равны соответственно 0,5 и 0,51) (рис. 4а), в связи с этим была рассмотрена возможность проведения ГТМ (зарезка бокового ствола) в скважинах X3 и X4. Были рассчитаны прогнозные дебиты жидкости и нефти от проведения ЗБС (рис. 4б).

ИКГ позволило определить количественное влияние возмущающей скважины Y1 на ее окружение. Информация о количественном влиянии возмущающей скважины Y1 на скважины окружения позволяет подобрать оптимальный режим работы скважины Y1 для «довыработки» остаточных запасов УВ. Так, например, условия работы скважины Y1 на текущем режиме позволяют повысить давление в скважине X1 на 9,8 атм в месяц (рис. 5а). Прирост жидкости в скважине X1 при этом составил 2,9 м³/сут.

Табл. 2. Сравнение эффективных толщин по ИКГ и РИГИС
Tab. 2. Comparison of net thicknesses according to PCT and OH logs

Интервал	Толщина пласта по ИКГ $h_{\text{ИКГ}}$, м	Толщина пласта по РИГИС $h_{\text{РИГИС}}$, м	Вертикальный охват E_v , ед.	Комментарии
Y1 → X2	1,9	5,6	0,34	Низкий коэффициент охвата
Y1 → X1	0,96	2,3	0,42	Низкий коэффициент охвата
Y1 → X4	2,7	2,6	1,1	Высокий коэффициент охвата
Y1 → X5	1,7	1,8	0,94	Высокий коэффициент охвата
Y1 → X3	4,4	2,2	2	Высокий коэффициент охвата

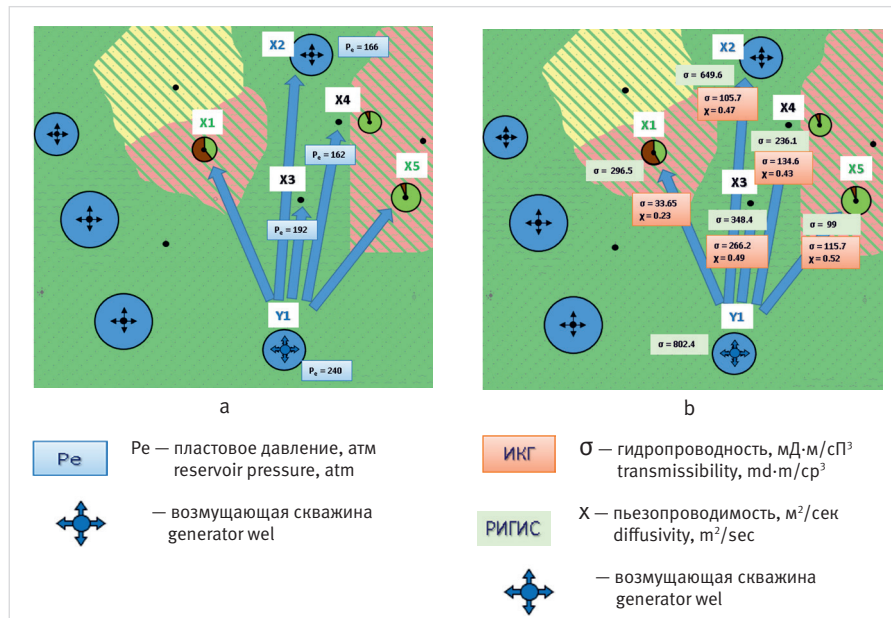


Рис. 3. Пластовые давления (а). Оценка гидро- и пьезопроводности связанной части пласта в межскважинном пространстве (б)
Fig. 3. Formation pressures (a). Estimation of cross-well reservoir transmissibility and diffusivity of the connected part of the formation (b)

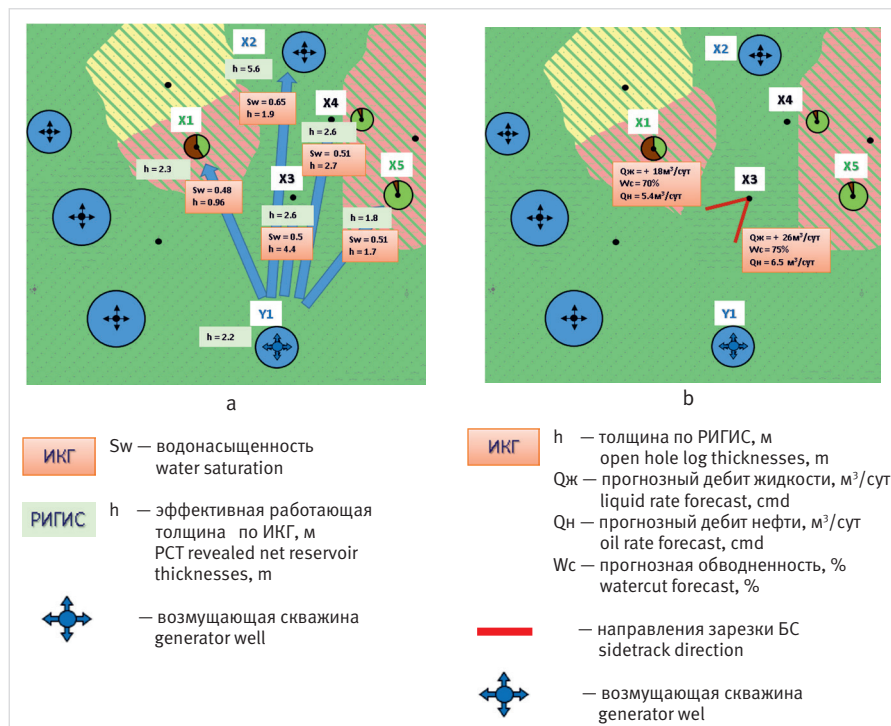


Рис. 4. Оценка связанной толщины коллектора и насыщенности в зоне исследования — а, прогнозные показатели скважины X3 после проведения ЗБС — б
Fig. 4. Estimation of the associated reservoir thickness and saturation in the study area — а, Forecast indicators of the X3 well after sidetracking — б

Помимо интервальных исследований ИКГ дает представление о непроизводительной закачке. Так, после анализа скважины Y1 было выявлено расхождение скин-фактора и гидропроводности на циклах запуска и остановок скважины (рис. 5b), что говорит о непроизводительной закачке при текущих режимах работы скважины (рис. 6). Данный факт был подтвержден проведенным позднее промыслово-геофизическим исследованием (ПГИ), в результате которого была обнаружена негерметичность эксплуатационной колонны.

Итоги

В ходе проведения ИКГ были решены следующие задачи:

- оценены остаточные запасы УВ в исследуемом районе;
- рассчитаны прогнозные показатели жидкости, нефти после проведения ЗБС;

- оценено влияние возмущающей скважины Y1 на скважины окружения.

Выводы

В результате работы достигнуты поставленные цели:

- определена эффективность работы возмущающей нагнетательной скважины Y1;
- выполнена оценка эффективности проведения зарезки бокового ствола в скважине X3.

В заключении важно отметить, что ИКГ является методом, который позволяет решать сразу несколько важных задач (таких как оценка пластового давления, определение насыщения в интервалах скважин, определение влияния скважин и т.д.) одновременно. Неоспоримым преимуществом этого метода над стандартным гидропрослушиванием является то, что во время проведения ИКГ

необязательно останавливать добывающие скважины, участвующие в исследовании. Все перечисленные преимущества свидетельствуют о том, что ИКГ является уникальным инструментом, позволяющим вести контроль над разработкой нефтяных и газовых месторождений.

Литература

- Ганиев Б., Лутфуллин А., Каримов И., Мухлиев И., Гуляев Д., Фарахова Р., Зинуров Л., Мингараев Р., Асланян А. Рекомендации по оптимизации системы ППД на основе комплекса скважинных исследований и импульсно-кодowego гидропрослушивания. Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. Онлайн. 2020. 26-29 октября. SPE-201918-MS.
- Асланян А., Ганиев Б., Лутфуллин А., Сагидуллин Л., Каримов И., Мухлиев И.,

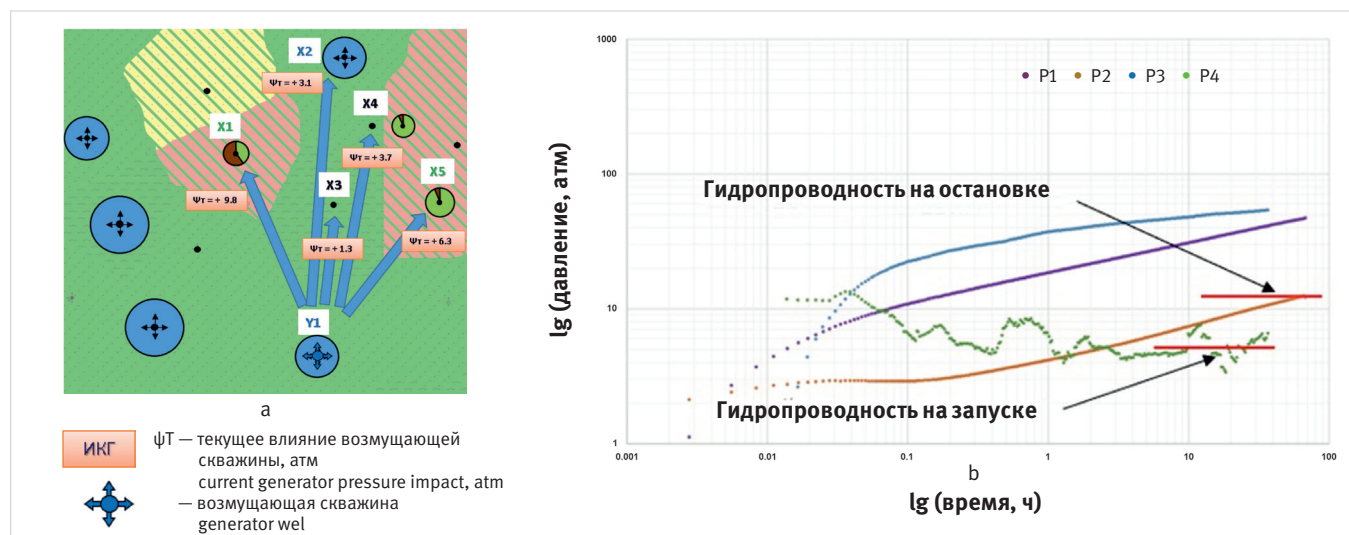


Рис. 5. Оценка влияния закачки возмущающей скважины на ее окружение за 1 месяц — а, логарифмический график остановки и запуска возмущающей скважины Y1 — б

Fig. 5. Assessment of the generator pressure impact on receivers for 1 month of injection — а, Logarithmic graph pressure for injection and fall-off at generator Y1 — б

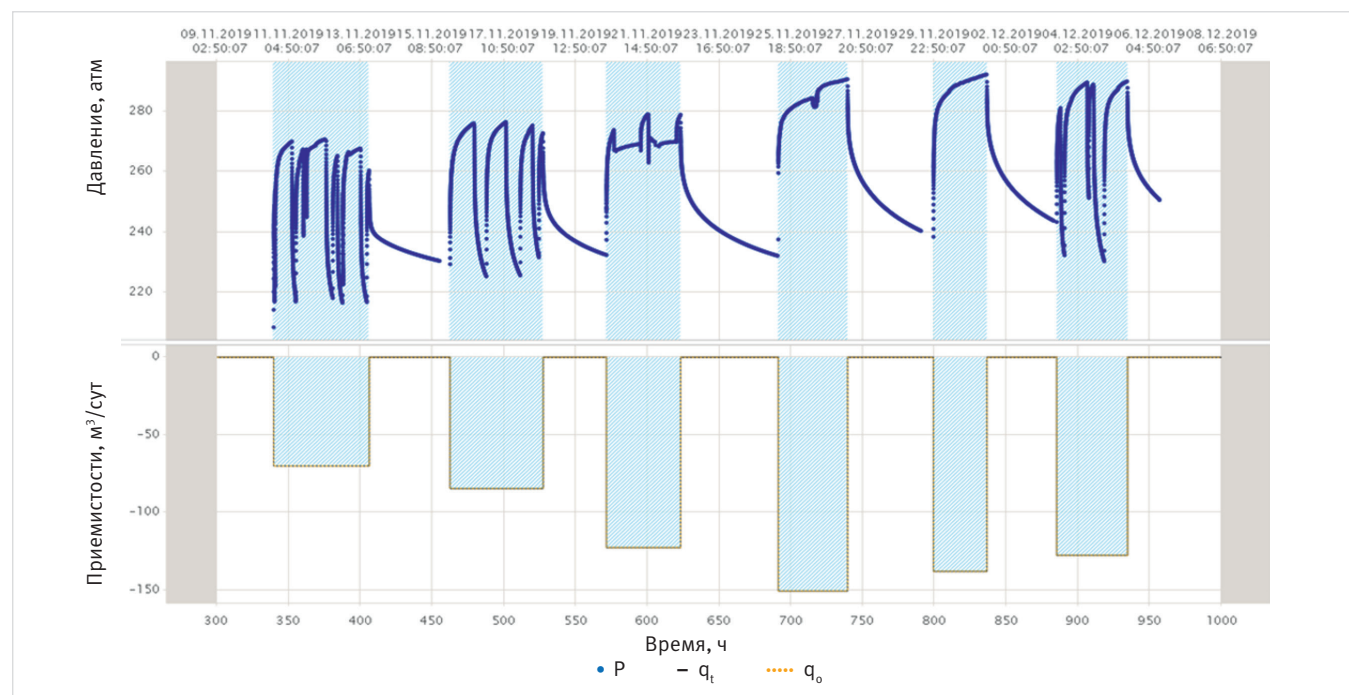


Рис. 6. Режим работы возмущающей скважины Y1
Fig. 6. Generator well Y1 rates and pressures

- Фарахова Р., Гайнутдинова Л., Зинуров Л. Локализация остаточных запасов месторождения Р с помощью импульсного кодового гидропрослушивания. Азиатско-Тихоокеанская нефтегазовая конференция и выставка SPE / IATMI. Бали, Индонезия. 2019. 29–31 октября. SPE-196338-MS. (In Eng).
3. Ким В., Асланян А., Гуляев Д., Фарахова Р. Анализ эффективности заводнения с использованием импульсно-кодового гидропрослушивания в карбонатных коллекторах Восточной Сибири. SPE Europec. Онлайн. 2020. 1–3 декабря. SPE-200542-MS. (In Eng).
 4. Асланян А., Коваленко И., Ильясов И., Гуляев Д., Буянов А., Мусалеев Х. Исследование системы поддержания пластового давления на месторождении с высоковязкой нефтью с помощью мультискважинного ретроспективного теста и межскважинного импульсно-кодового гидропрослушивания. SPE International Международная конференция и выставка тяжелой нефти SPE. Кувейт. 2018. 10–12 декабря. SPE-193712-MS. (In Eng).
 5. Таипова В., Рафиков Р., Асланян А., Асланян И., Минахметова Р., Трусов А., Кричевский В., Фарахова Р. Оценка потенциала запасов УВ с помощью межскважинного импульсно-кодового гидропрослушивания. Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. Москва. 2017. 16–18 октября. SPE-187927-MS.
 6. Мякешев Н., Асланян А., Фарахова Р., Гайнутдинова Л. Мониторинг эффективности заводнения карбонатных коллекторов с помощью межскважинного импульсно-кодового гидропрослушивания. Симпозиум SPE: расширение производства и оптимизация затрат. Куала-Лумпур, Малайзия. 2017. 7–8 ноября. SPE-189258-MS. (In Eng).
 7. Асланян А., Асланян И., Фарахова Р. Применение импульсного кодового гидропрослушивания для калибровки 3D-модели. Ежегодная техническая конференция и выставка SPE. Дубай, ОАЭ. 2016. 26–28 сентября. SPE-181555-MS.
 8. Pulse Code Testing. URL: <https://www.sofoil.ru/services/pct/> (дата обращения: 09.02.2021).

ENGLISH

Results

During the PCT, following tasks were solved:

- estimated residual hydrocarbon reserves in the study area;
- liquid and oil rates for sidetracking are forecasted;
- the pressure impact of the generator Y1 on the surrounding wells is estimated.

Conclusions

As a result of the work, the set goals were achieved: the efficiency of Y1 injector was quantified; the efficiency of well X3 sidetracking evaluated.

In conclusion, it is important to note that the PCT is a method that allows you to solve several important tasks at once, such as (assessment of reservoir pressure, evaluation of saturation between wells, pressure interference evaluation, etc.) at the same time. The undeniable advantage of this method over standard interference testing is that it is not necessary to stop the production wells involved in the study during the PCT. Present results indicate that the PCT is a valuable tool for oil and gas fields development surveillance and production enhancement.

References

1. Ganiev B., Lutfullin A., Karimov I., Muhliev I., Gulyaev D., Farakhova R., Zinurov L., Mingaraev R., Aslanyan A. Pressure maintains system optimization recommendations by integrated analysis of well-tests, logs and pulse-code interference tests. SPE Russian petroleum technology conference, Virtual, 2020, October 26–29, SPE-201918-MS. (In Russ).
2. Aslanyan A., Ganiev B., Lutfullin A., Sagidullin L., Karimov I., Mukhliev I., Farakhova R., Gainutdinova L., Zinurov L. Localization of the remaining reserves of r oilfield with pulse code pressure testing. SPE/IATMI Asia pacific Oil & Gas conference and exhibition, Bali, Indonesia, 2019, October 29–31, SPE-196338-MS. (In Eng).
3. Kim V., Aslanyan A., Gulyaev D., Farakhova R. Waterflood analysis with pulse-code pressure interference testing in Eastern Siberia carbonate reservoirs. SPE Europec, Virtual, 2020, December 1-3, SPE-200542-MS. (In Eng).
4. Aslanyan A., Kovalenko I., Ilyasov I., Gulyaev D., Anton Buyanov A., Musaleev Kh. Waterflood study of high viscosity saturated reservoir with multiwell retrospective testing and cross-well pressure pulse-code testing. SPE International heavy oil conference and exhibition, Kuwait, 2018, December 10–12, SPE-193712-MS. (In Eng).
5. Taipova V., Rafikov R., Aslanyan A., Aslanyan I., Minakhmetova R., Trusov A., Krichesky V., Farakhova R. Verifying reserves opportunities with multi-well pressure pulse-code testing. SPE Russian petroleum technology conference, Moscow, Russia, 2017, October 16–18, SPE-187927-MS. (In Russ).
6. Myakeshev N., Aslanyan A., Farakhova R., Gainutdinova L. Carbonate reservoir waterflood efficiency monitoring with cross-well pulse-code pressure testing. SPE Symposium: Production enhancement and cost optimisation, Kuala Lumpur, Malaysia, 2017, November 7–8, SPE-189258-MS. (In Eng).
7. Aslanyan A., Aslanyan I., Farakhova R. Application of multi-well pressure pulse-code testing for 3D-model calibration. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dubai, UAE, 2016, September 26–28, SPE-181555-MS. (In Eng).
8. Pulse Code Testing. URL: <https://www.sofoil.ru/services/pct/> (Accessed: 09.02.2021) (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Волков Юрий Васильевич, к.г.-м.н., доцент кафедры геологии нефти и газа им. академика А.А. Трофимука КФУ; старший научный сотрудник ИПЭН АН РТ, Казань, Россия

Мингараев Рамиль Анварович, аспирант кафедры геологии нефти и газа им. академика А.А. Трофимука КФУ, Казань, Россия

Для контактов: rammingaraev@yandex.ru

Фаткулин Мухаммедрахим Ранилевич, аспирант кафедры геологии нефти и газа им. академика А.А. Трофимука КФУ, Казань, Россия

Хазиев Радмир Римович, научный сотрудник ИПЭН АН РТ, Казань, Россия

Андреева Евгения Евгеньевна, старший научный сотрудник ИПЭН АН РТ, Казань, Россия

Зинулов Линар Айратович, специалист по гидродинамическим исследованиям скважин ООО «Софойл», Казань, Россия

Volkov Yuriy Vasilevich, ph.d geology and mineralogy sciences, associate professor of the department oil and gas geology named academician A.A. Trofimuk, KFU; senior researcher IPEN TAS, Kazan, Russia

Mingaraev Ramil Anvarovich, post-graduate student of the department oil and gas geology named academician A.A. Trofimuk, KFU, Kazan, Russia
Corresponding author: rammingaraev@yandex.ru

Fatkuln Mukhammedrahim Ranilevich, post-graduate student of the department oil and gas geology named academician A.A. Trofimuk, KFU, Kazan, Russia

Khaziev Radmir Rimovich, researcher, IPEN TAS, Kazan, Russia

Andreeva Evgeniya Evgenyevna, senior researcher, IPEN TAS, Kazan, Russia

Zinurov Linar Ayratovich, specialist in hydrodynamic studies of wells, “Sofoil” CCL, Kazan, Russia