

# Изучение распределения литологической неоднородности в межскважинном пространстве с целью обнаружения невыработанных запасов углеводородов с помощью гидродинамических исследований

Гуляев Д.Н.<sup>1</sup>, Кричевский В.М.<sup>1</sup>, Рузанова А.А.<sup>1</sup>, Мингараев Р.А.<sup>2</sup>, Успенский Б.В.<sup>2</sup>, Волков Ю.В.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия;

<sup>2</sup>Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

gulyaev.d@gubkin.ru

## Аннотация

Статья посвящена уточнению площадных границ распространения различных литологических фаций в межскважинном пространстве с помощью технологии гидропрослушивания. Авторами проведено тестирование методики на гидродинамической модели, а также представлены результаты применения технологии на месторождении Волго-Уральского региона. Полученные результаты демонстрируют эффективность методики для уточнения геологической модели и оптимизации разработки на поздней стадии.

## Материалы и методы

Для анализа свойств пластов в межскважинном пространстве используются межскважинные гидродинамические исследования. Гидродинамическое моделирование гидропрослушивания производилось в программном комплексе tNavigator. Интерпретация

геофизических исследований скважин проведена в программном комплексе «Камертон».

## Ключевые слова

гидропрослушивание, литологические фации, неоднородность пласта, гидродинамическое моделирование

## Для цитирования

Гуляев Д.Н., Кричевский В.М., Рузанова А.А., Мингараев Р.А., Успенский Б.В., Волков Ю.В. Изучение распределения литологической неоднородности в межскважинном пространстве с целью обнаружения невыработанных запасов углеводородов с помощью гидродинамических исследований // Экспозиция Нефть Газ. 2025. № 3. С. 47–51. DOI: 10.24412/2076-6785-2025-3-47-51

Поступила в редакцию: 28.04.2025

## GEOPHYSICS

UDC 552.578.2.061.4 | Original Paper

## Study of lithological heterogeneity distribution in interwell space for identifying hydrocarbon reserves using pressure interference testing

Gulyaev D.N.<sup>1</sup>, Ruzanova A.A.<sup>1</sup>, Krichevsky V.M.<sup>1</sup>, Mingaraev R.A.<sup>2</sup>, Uspensky B.V.<sup>2</sup>, Volkov Yu.V.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Gubkin University, Moscow, Russia; <sup>2</sup>Kazan (Volga Region) Federal University, Kazan, Russia

gulyaev.d@gubkin.ru

## Abstract

The article is devoted to clarifying different lithological facies distribution in the tested area distribution in the inter-well space using pressure interference testing. The authors tested the methodology on a hydrodynamic model, and also presented the results of applying the technology on an oil field in the Volga-Ural region. The results obtained demonstrate the effectiveness of the methodology for clarifying the geological model and optimizing development of the brown field.

## Materials and methods

Pressure interference testing was used for reservoir properties evaluation between the wells. Hydrodynamic modeling of pressure interference testing was performed in the tNavigator software package. The interpretation of the tests was performed in the Kamerton software.

## Keywords

pressure interference testing, lithological facies, reservoir heterogeneity, hydrodynamic modelling

## For citation

Gulyaev D.N., Ruzanova A.A., Krichevsky V.M., Mingaraev R.A., Uspensky B.V., Volkov Yu.V. Study of lithological heterogeneity distribution in interwell space for identifying hydrocarbon reserves using pressure interference testing. Exposition Oil Gas, 2025, issue 3, P. 47–51. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2025-3-47-51

Received: 28.04.2025

## Введение

На поздней стадии разработки месторождений (при высокой степени выработки запасов) ключевыми задачами становятся локализация и вовлечение в разработку остаточных запасов нефти, а также снижение экономических рисков при проведении доразведки и бурении дополнительных скважин. Актуальность проблемы точного определения границ литофаций в нефтегазовой геологии обусловлена необходимостью построения достоверных геологических моделей для оптимизации разработки месторождений.

Целью работы являлось изучить количественное распределение различных литофаций в межскважинном пространстве для оценки запасов углеводородов и снятия рисков неуспешного бурения. Работа сводилась к решению задач по разработке методики оценки распределения различных литофаций в межскважинном пространстве, а также инвариантному моделированию различных ситуаций распределения литофаций относительно исследуемых скважин и снижения риска уплотняющего бурения в низкопроницаемые зоны на зрелом месторождении.

## Особенности геологического строения анализируемого объекта

Исследуемый пласт-коллектор представлен мелкозернистыми кварцевыми, алевроитовыми, светло-серыми песчаниками общей мощностью от 30 до 50 м при эффективной толщине в 2–15 м. Пористость коллектора составляет 15–26 % и проницаемость 40–2 000 мД. Сильный разброс

проницаемости по пласту связан с высокой неоднородностью и литологической изменчивостью при образовании терригенных отложений, а именно с наличием глинистых включений и аргилитистых прослоев.

Отложения исследуемого пласта накапливались в прибрежно-морских и шельфовых фациальных обстановках. Также для исследуемого разреза характерны палеодолины речного генезиса, выполненные комплексом фаций, сочетающих признаки русловых и прибойно-волновых обстановок. Пласт неоднороден как по разрезу, так и по площади, о чем свидетельствуют результаты геофизических исследований скважин (рис. 1–3).

Для успешного бурения уплотняющих скважин необходимо понимать границы распространения фаций в межскважинном пространстве. Для уточнения положения границ принято решение использовать межскважинное гидропрослушивание.

## Теоретические основы метода межскважинного гидропрослушивания

Межскважинное гидропрослушивание представляет собой усовершенствованную версию традиционного межскважинного исследования. В ходе исследований используется система из одной скважины-источника (где создаются контролируемые возмущения поля давления) и нескольких наблюдательных скважин, оснащенных высокочувствительными измерительными системами. Технология основана на создании уникальной последовательности изменения давления, создаваемого путем многократного изменения режимов работы (закачка/добыча) в возмущающей скважине. При интерпретации записей давления в реагирующих скважинах применяются алгоритмы, позволяющие выделить только те возмущения давления, которые обусловлены работой возмущающей скважины. Благодаря такой методике возможно отслеживать влияние возмущающей скважины даже на фоне работы реагирующих скважин без их остановки.

## Описание и результаты эксперимента

Для решения задачи по уточнению границ литофациальных неоднородностей было смоделировано исследование межскважинного пространства с помощью гидропрослушивания. В качестве модели заложены возмущающая — нагнетательная и реагирующая — добывающая скважины, расстояние между которыми равно 600 м. Возмущающая скважина расположена в зоне улучшенных

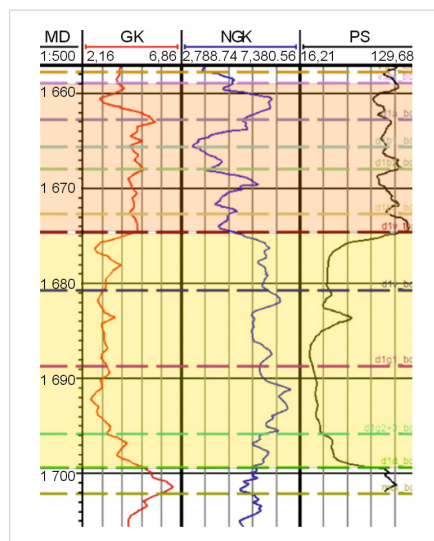


Рис. 1. Однородный тип коллектора, фациальная обстановка русла  
Fig. 1. Homogeneous type of reservoir, facies situation of the riverbed

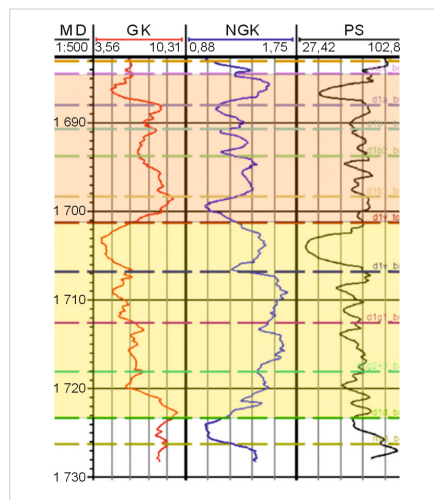


Рис. 2. Регрессивный тип коллектора, фациальная обстановка валов, баров  
Fig. 2. Regressive type of collector, facies situation of shafts, bars

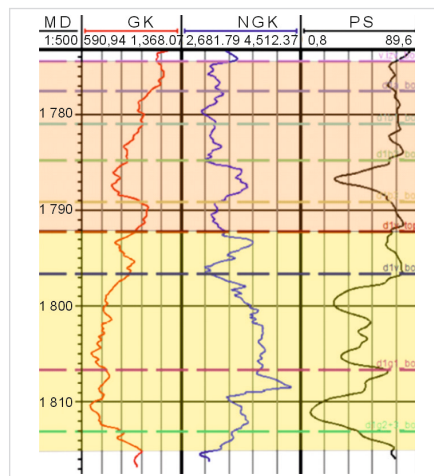


Рис. 3. Трансгрессивный тип коллектора, фациальная обстановка вала, бара, конуса, переходящих в глинистые равнины  
Fig. 3. Transgressive type of reservoir, facies setting of shaft, bar, cone, turning into clay plains

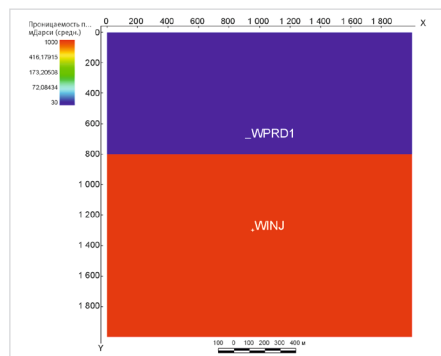


Рис. 4. Модель распространения зон с высокой и низкой проницаемостью  
Fig. 4. Model of distribution of zones with high and low permeability

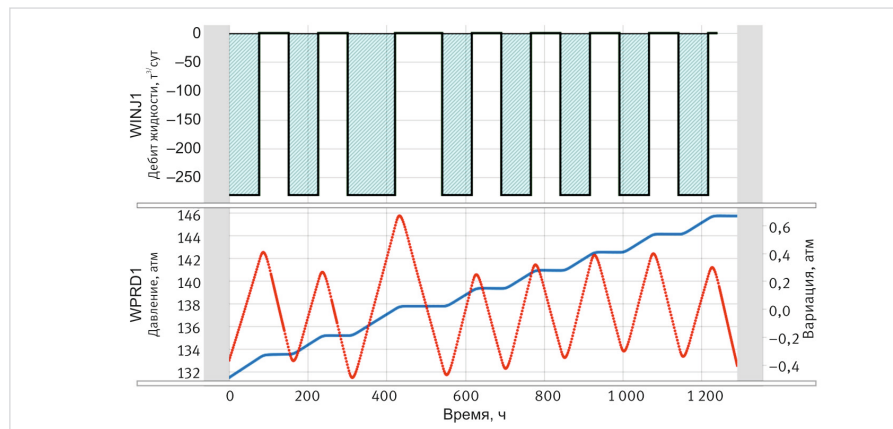
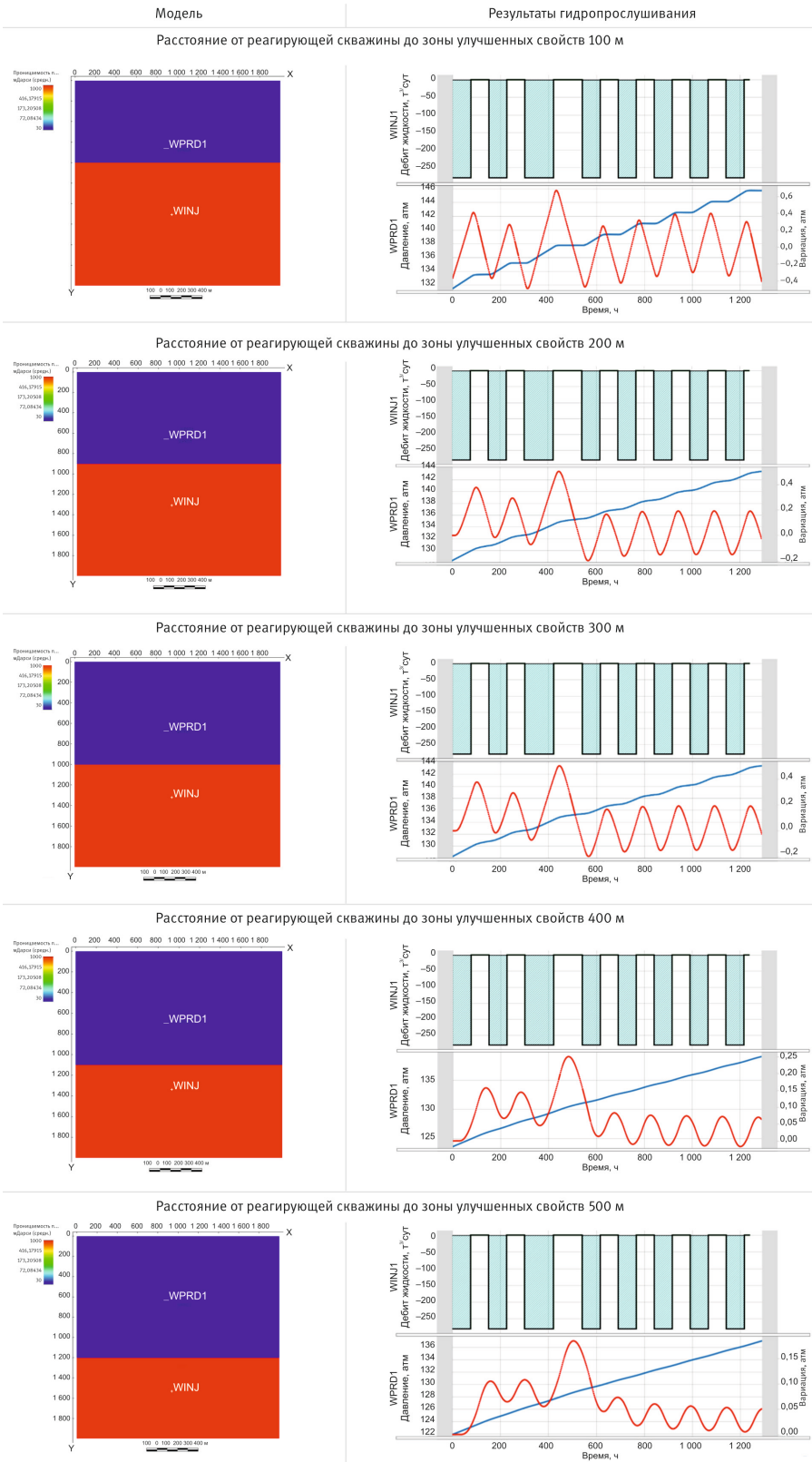


Рис. 5. Результаты моделирования гидропрослушивания  
Fig. 5. Results of Pulse-Code interference Testing simulation

свойств с проницаемостью 1 000 мД, а реагирующая — в зоне ухудшенных свойств с проницаемостью 30 мД. Протяженность каждой из зон — это варьируемый параметр. Таким образом, для выявления зависимости проницаемости в межскважинном пространстве от протяженности зон произведено моделирование гидропрослушивания для разных вариантов протяженности зоны с ухудшенными свойствами.

Табл. 1. Параметры моделирования  
Tab. 1. Simulation parameters



На рисунке 4 приведена модель, в которой расстояние от реагирующей скважины до зоны с улучшенными фильтрационными свойствами равно 100 м.

Гидропрослушивание смоделировано путем смены циклов закачки и остановки в возмущающей скважине. В верхнем поле графика на рисунке 5 изображены дебиты для циклов нагнетание-остановка возмущающей скважины. В нижнем поле графика синей

кривой продемонстрировано поведение забойного давления в реагирующей скважине, а красными точками — отклики реагирующей скважины на смену дебитов возмущающей скважины.

В результате численной интерпретации результатов гидропрослушивания рассчитана проницаемость межскважинного пространства — 235 мД.

Далее выполнены эксперименты с различными расстояниями от реагирующей скважины до зоны с улучшенными фильтрационными свойствами. Результаты повторных экспериментов представлены в таблице 1.

По результатам интерпретации моделирования гидропрослушивания получена различная кажущаяся проницаемость межскважинного пространства при разных значениях протяженности фаций с разными свойствами.

Авторами выявлена зависимость кажущейся проницаемости пласта по гидропрослушиванию от расстояния до границ распространения фаций. Результаты визуализации данной связи проницаемости межскважинного пространства от протяженности зон различных фаций представлены в таблице 2 и на рисунке 6.

Данная зависимость опробована на реальном месторождении. По результатам гидропрослушивания предсказано расстояние до границы распространения фаций, и пробуренная скважина подтвердила результаты предсказаний.

**Практическое применение результатов моделирования**

На рисунке 7 изображена схема расположения скважин на участке месторождения. Действующими скважинами являются нагнетательные скважины X1, Y1, Y2 и добывающие скважины Y3 и Y4. Предварительно запланировано бурение добывающей скважины в районе между скважинами X1 и Y1.

Для уточнения фациальной обстановки в районе бурения и снижения риска бурения в низкопроницаемую зону принято решение выполнить гидропрослушивание и уточнить расстояние от реагирующей скважины до зоны с улучшенными свойствами.

Возмущающая скважина X1 вскрывает интервал пласта-коллектора, представленного алевролитистым песчаником, отложение которого происходило в прибрежно-морских условиях и характеризуется улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами.

Реагирующая скважина Y4 вскрывает пласт-коллектор, представленный глинистым песчаником, образовавшимся в глубоководных условиях, характеризующимся ухудшенными фильтрационными свойствами.

Для минимизации возможности выявления ложного отклика возмущение поля

Табл. 2. Результаты интерпретации моделирования  
Tab. 2. Simulation interpretation results

| Расстояние от реагирующей скважины до зоны улучшенных свойств, м | Проницаемость по ГДП, мД |
|------------------------------------------------------------------|--------------------------|
| 100                                                              | 235                      |
| 200                                                              | 120                      |
| 300                                                              | 72                       |
| 400                                                              | 48                       |
| 500                                                              | 35                       |

давления проводилось 6 раз. Результаты измерений приведены на рисунке 8.

В исследуемых скважинах выполнена интерпретация односкважинных гидродинамических исследований по технологии регистрации кривой восстановления давления и кривой падения давления и определена

проницаемость — 1000 и 30 мД соответственно. Отметим, что именно по результатам данных исследований на прошлом этапе выбирались значения проницаемости и межскважинного расстояния при решении прямой задачи.

По результатам гидропрослушивания на основе пьезопроводности межскважинного пространства количественно оценена кажущаяся проницаемость межскважинного пространства = 96 мД.

Далее значение проницаемости нанесено на зависимость, полученную при численном моделировании, и оценено расстояние от реагирующей скважины до зоны с улучшенными фильтрационными свойствами — 225 м (рис. 9).

Граница между зонами с улучшенными и ухудшенными фильтрационными свойствами нанесена на карту расположения скважин (рис. 10). Таким образом, прогнозная скважина оказалась в зоне улучшенных фильтрационных свойств, что впоследствии подтвердилось бурением уплотняющей скважины и ее успешным запуском. Показатели работы для скважины Y5 приведены на рисунке 11.

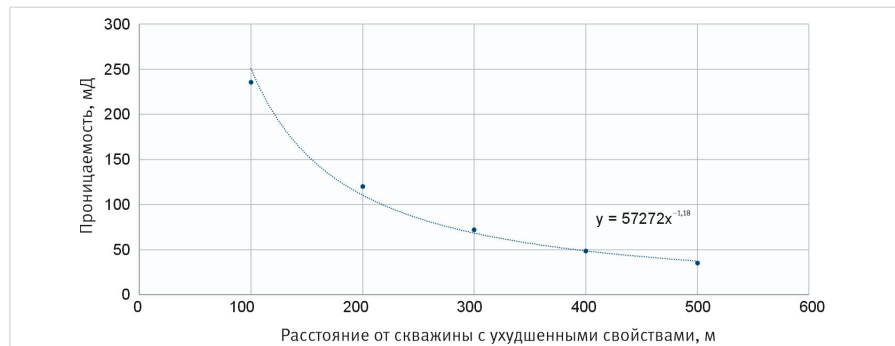


Рис. 6. График зависимости проницаемости межскважинного пространства, полученной по ГДП, от протяженности зоны с ухудшенными свойствами  
Fig. 6. Graph of the dependence of the permeability of the downhole space obtained by the PCT on the length of the zone with degraded properties

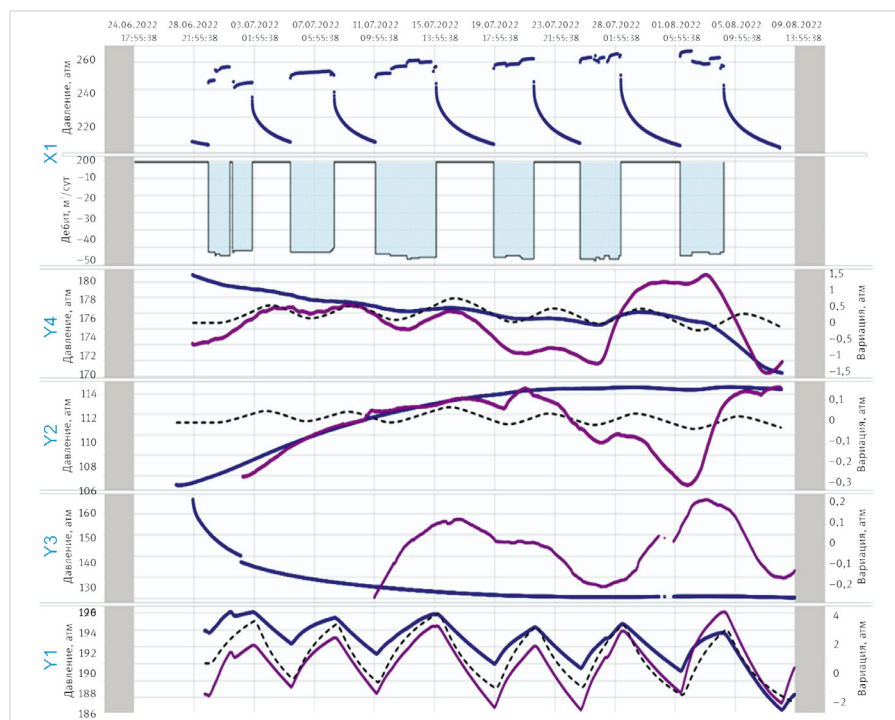


Рис. 8. Результаты гидропрослушивания  
Fig. 8. Results of Pulse-Code interference Testing

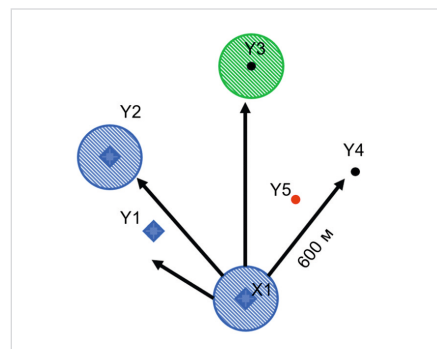


Рис. 7. Карта расположения скважин  
Fig. 7. Well location map

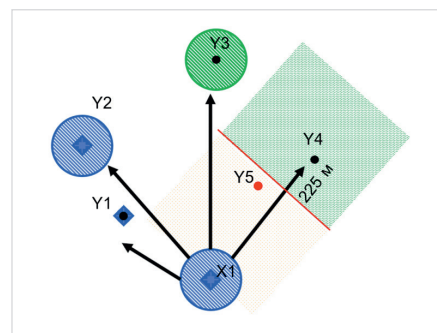


Рис. 10. Карта распространения зон с улучшенной и ухудшенной проницаемостью  
Fig. 10. Map of the distribution of zones with improved and degraded permeability



Рис. 9. График зависимости проницаемости межскважинного пространства, полученной по ГДП, от протяженности зоны с ухудшенными свойствами  
Fig. 9. Graph of the dependence of the permeability of the downhole space obtained by the PCT on the length of the zone with degraded properties

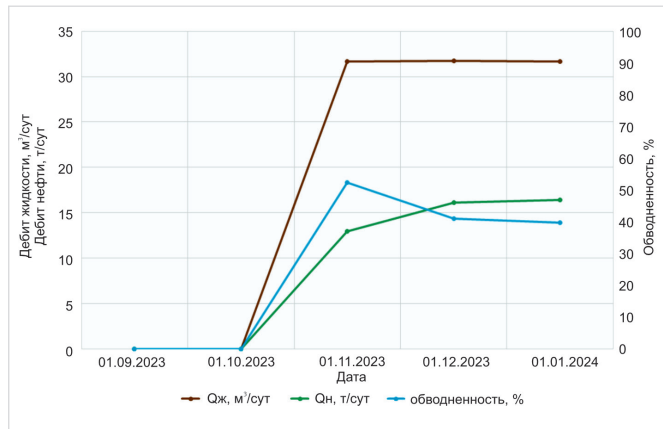


Рис. 11. Показатели разработки скважины Y5  
Fig. 11. Well development indicators Y5

Несмотря на наличие воды в добываемой продукции и сравнительно невысокий дебит жидкости, обусловленный низкой депрессией из-за сравнительно низкого пластового давления на анализируемом участке, данная скважина является рентабельной и ее дебит нефти примерно в 3 раза выше среднего дебита нефти в анализируемом пласте.

#### Итоги

На основе результатов численного моделирования гидропрослушивания получена зависимость кажущейся проницаемости от расстояния с улучшенными и ухудшенными фильтрационными свойствами в межскважинном пространстве. Апробация эксперимента на участке месторождения подтвердила результаты моделирования.

#### Выводы

Разработана методика уточнения литологического строения и границ литофаций в межскважинном пространстве с помощью

гидропрослушивания. На основе разработанной методики сделаны выводы о протяженности зоны с улучшенными фильтрационными свойствами. Пьезопроводность пласта подтвердила неполную выработку пласта в исследованной зоне. Успешное бурение и запуск скважины подтвердили применимость методики.

#### Литература

1. Зинуров Л.А., Мингараев Р.А., Лутфуллин А.А., Мухлиев И.Р., Каримов И.С., Гуляев Д.Н. Локализация остаточных запасов на зрелом месторождении с помощью технологии импульсно-кодированного гидропрослушивания // Геобайкал 2022. 2023. С. 150–153.
2. Коваленко И.В., Немирович Г.М., Ильясов И.Р., Буянов А.В., Гуляев Д.Н. Применение технологии импульсно-кодированного гидропрослушивания при заводнении в сложных геологических условиях // Нефтяное хозяйство. 2018. № 6. С. 102–107.
3. Гуляев Д.Н., Батманова О.В. Импульсно-кодированное 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.
4. Фархутдинов И.З., Андаева Е., Лутфуллин А.А., Асфандияров Д.Д., Бабочкина Д.В., Мингараев Р.А., Зинуров Л.А., Гуляев Д.Н., Кричевский В.М. Внедрение технологии динамического 3D моделирования сложнопостроенных залежей с калибровкой на результаты межскважинных исследований. В книге: Российская отраслевая энергетическая конференция. Сборник материалов конференции. Москва: 2023. С. 936–944.

## ENGLISH

#### Results

Based on the results of pressure interference numerical modeling, the relationship of the apparent permeability on the distance to lithological phases with improved and degraded filtration properties in the interwell space is obtained. The testing of the experiment at the field site confirmed the simulation results.

#### Conclusions

A method of clarifying the distance of lithological phages in the interwell space in base of pressure interference test has been developed. Based on the developed methodology, conclusions are prepared on the length of the zone with improved filtration properties. The reservoir diffusivity of the formation confirmed the incomplete swept of the formation in the studied area. Successful drilling of the well confirmed the applicability of the method.

#### References

1. Zinurov L.A., Mingaraev R.A., Lutfullin A.A., Mukhliev I.R., Karimov I.S., Gulyaev D.N. Localization of the remaining reserves on brownfields with pulse code pressure testing. GeoBaikal 2022, 2023, P. 150–153. (In Russ).
2. Kovalenko I.V., Nemirovich G.M., Ilyasov I.R., Buyanov A.V., Gulyaev D.N. The usage of impulse-code interference technology during water flooding in difficult geological conditions. Oil industry, 2018, issue 6, P. 102–107. (In Russ).
3. Gulyaev D.N., Batmanova O.V. Pulse-code test and multi-well deconvolution algorithms are new technologies for reservoir properties determination between the wells. Bulletin of the Russian New University. Series: Complex systems: models, analysis and management, 2017, issue 4, P. 26–32. (In Russ).
4. Farkhutdinov I.Z., Andaeva E., Lutfullin A.A., Asfandiyarov D.D., Babochkina D.V., Mingaraev R.A., Zinurov L.A., Gulyaev D.N., Krichevsky V.M. Implementation of dynamic 3D modeling technology for complex deposits with calibration based on the results of interwell studies. In the book: Russian Industry Energy Conference. Collection of conference materials. Moscow, 2023, P. 936–944. (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Гуляев Данила Николаевич**, к.т.н., доцент, Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия  
Для контактов: [gulyaev.d@gubkin.ru](mailto:gulyaev.d@gubkin.ru)

**Кричевский Владимир Маркович**, преподаватель, Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

**Рузанова Анна Александровна**, студент, Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

**Мингараев Рамиль Анварович**, аспирант, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

**Успенский Борис Вадимович**, д.г.-м.н., заведующий кафедрой геологии нефти и газа, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

**Волков Юрий Васильевич**, к.г.-м.н., доцент, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

**Gulyaev Danila Nikolaevich**, ph.d. of engineering sciences, associate professor, Gubkin University, Moscow, Russia  
Corresponding author: [gulyaev.d@gubkin.ru](mailto:gulyaev.d@gubkin.ru)

**Krichevsky Vladimir Markovich**, lecturer, Gubkin University, Moscow, Russia

**Ruzanova Anna Aleksandrovna**, student, Gubkin University, Moscow, Russia

**Mingaraev Ramil Anvarovich**, post graduate student, Kazan (Volga Region) Federal University, Kazan, Russia

**Uspensky Boris Vadimovich**, doctor of geologo-mineralogical sciences, professor, Kazan (Volga Region) Federal University, Kazan, Russia

**Volkov Yuri Vasilievich**, ph.d. of geologo-mineralogical sciences, associate professor, Kazan (Volga Region) Federal University, Kazan, Russia