

## Внедрение цифровых помощников для разработки и изучения нефтяных и газовых месторождений

И.З. Фархутдинов<sup>1</sup>,  
Е.А. Андаева<sup>1</sup>,  
Д.Д. Асфандияров<sup>1</sup>,  
Д.В. Бабочкина<sup>1</sup>,  
Д.Н. Гуляев<sup>2,3</sup>,  
Л.А. Зинуров<sup>3</sup>,  
Р.А. Мингараев<sup>3</sup>

<sup>1</sup>ПАО «Татнефть»

<sup>2</sup>РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

<sup>3</sup>ООО «Софойл»

Адрес для связи: AsfandiyarovDD@tatneft.tatar

**Ключевые слова:** цифровой двойник месторождения, гидродинамическое моделирование, планирование разработки, цифровой помощник

В статье представлен практический пример процесса планирования разработки месторождений с широким использованием цифровых двойников нефтяных активов. Приведены примеры расчетов на цифровом двойнике и удобство его использования для направления многовариантных расчетов и создания оптимального сценария разработки.

Процесс построения вариантов разработки осуществлялся посредством серии интерактивных расчетов на цифровом двойнике нефтяного актива, который включает в себя три основные группы функций:

- Преобразование мероприятий по ремонтам (бурение, капитальный ремонт, оптимизация добычи и наземное оборудование) в показатели эффективности производства и основные инвестиционные показатели, включая NPV, PI, IRR, MIRR, ROI.
- Предоставление показателей технических характеристик (таких как пластовое давление, обводненность и реакция восстановления, потенциальный случай нарушения целостности, заколонные перетоки, самопроизвольный гидроразрыв пласта, потери давления в наземном трубопроводе), которые могут помочь понять результаты мультисценарного расчета.

## Implementation of digital assistants for the development and exploration of oil and gas fields

I.Z. Farkhutdinov<sup>1</sup>,  
E.A. Andaeva<sup>1</sup>,  
D.D. Asfandiyarov<sup>1</sup>,  
D.V. Babochkina<sup>1</sup>,  
D.N. Gulyaev<sup>2,3</sup>,  
L.A. Zinurov<sup>3</sup>,  
R.A. Mingaraev<sup>3</sup>

<sup>1</sup>PJSC TATNEFT

<sup>2</sup>Gubkin University, RF, Moscow

<sup>3</sup>Sofoil LLC

E-mail: AsfandiyarovDD@tatneft.tatar

**Keywords:** field digital twin, reservoir simulation, field development planning, digital assistant

The article presents a practical example of the field development planning process with the widespread use of digital twins of oil assets. Examples of calculations on a digital twin and the convenience of using it to guide multivariate calculations and create an optimal development scenario are given.

The process of building FDP was performed through a series of interactive sessions with the petroleum asset digital twin which includes three major group of functionalities:

- Convert redevelopment activities (drilling, workovers, production optimization and surface facilities) into the production response and basic investment indicators including NPV, PI, IRR, MIRR, ROI
- Provide technical performance metrics (such as formation pressure, watercut and recovery responses, potential case of integrity failures, behind casing channelings, spontaneous formation fracturing, surface pipeline pressure losses) that can help understand the results of the FDP activities

## Введение

Данная работа представляет собой часть комплексного проекта по локализации остаточных запасов на площади.

На первоначальном этапе была откалибрована геолого-гидродинамическая модель (ГГДМ) наиболее перспективного, с точки зрения повышения эффективности разработки, блока месторождения (блок 2.1.). В результате этого построены карты остаточных запасов, выделены зоны с пониженным пластовым давлением, а на основе проведенных исследований получена информация о проблемных скважинах [1, 2].

В данной статье приводятся результаты следующего этапа – создание цифрового двойника блока 2.1 в специализированном ПО для дальнейшей выработки стратегии доразработки блока. С помощью цифрового двойника блока на ранее откалиброванной ГГДМ возможно выработать оптимальную стратегию доразработки данного участка без знания ключевых слов «eclipse» в удобном и понятном интерфейсе и выполнить оценку экономических показателей NPV и PI.

Ключевая идея данного подхода заключается в комплексировании работы специалиста по ГГДМ, специалиста по разработке месторождений и экономиста. Используя такой подход, можно выработать оптимальный с экономической и технологической точки зрения план разработки с привлечением меньшего количества специалистов [4, 5].

Основной целью проекта является создание нового сценария разработки с максимально возможной отдачей от инвестиций.

Ход проекта основан на мультисценарном расчете (MSDP) [6], который представляет собой особый рабочий процесс, построенный на нескольких испытаниях сценариев разработки, выполненных профессиональной многопрофильной группой нефтяных активов с помощью цифрового двойника [7]. При этом все полевые операции переводятся (такие как бурение, капитальный ремонт, преобразования, наблюдение) в модель объекта (дебиты, поток скважины, поток трубопровода и экономика), в результате чего рассчитываются и выводятся прогнозные результаты добычи/закачки и инвестиционные показатели (такими как NPV, PI, IRR, MIRR, ROI). Такой подход позволяет повысить шансы выбора наилучшего решения по разработке месторождений. Хороший пример

рабочего процесса MSDP был представлен в [3], где он был применен к морскому нефтяному месторождению, и предложенное бурение было успешно проведено.

### Основная часть

Объект исследования представляет собой многопластовое месторождение платформенного типа. Для внедрения комплексной технологии был выбран отдельный блок, на котором выполняли верхнеуровневый Прайм Анализ.

Сложностью выработки выбранного блока является то, что нет полного представления о расположении по площади и разрезу текущих извлекаемых запасов нефти, часть из которых не охвачена имеющейся системой разработки.

Основные проблемы объекта разработки:

1. Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) по разрезу пластов имеют сильную неоднородность.
2. На рассматриваемом объекте поддержание компенсации за счет крайне высоких приемистостей не привело к повышению пластового давления, что свидетельствует о непродуктивной закачке.
3. Кроме того, диагностируется значительное снижение пластового давления в зоне отборов.

Это приводит к серьезной неопределенности при выборе возможных геолого-технических мероприятий (ГТМ).

Для обоснования проведения наиболее эффективных мероприятий для повышения добычи и выработки необходимо выполнить серию многосценарных расчетов. Для реализации данных расчетов используется цифровой двойник.

На этапе создания цифрового двойника происходит конвертация откалиброванной на результаты исследований и историю работы скважин 3D гидродинамической модели в формат специализированного ПО (файл событий, каркас 3D сетки, кубы ФЕС) для оперативного описки наилучшего варианта разработки залежи.

Поддерживаемый формат ПО является формат Eclipse. Гидродинамические расчеты блока были выполнены в гидродинамическом симуляторе, который позволяет сохранять стартовые данные в формате Eclipse.

Примеры интерфейса программы и связанного с ней функционала приведены на рис. 1–3.

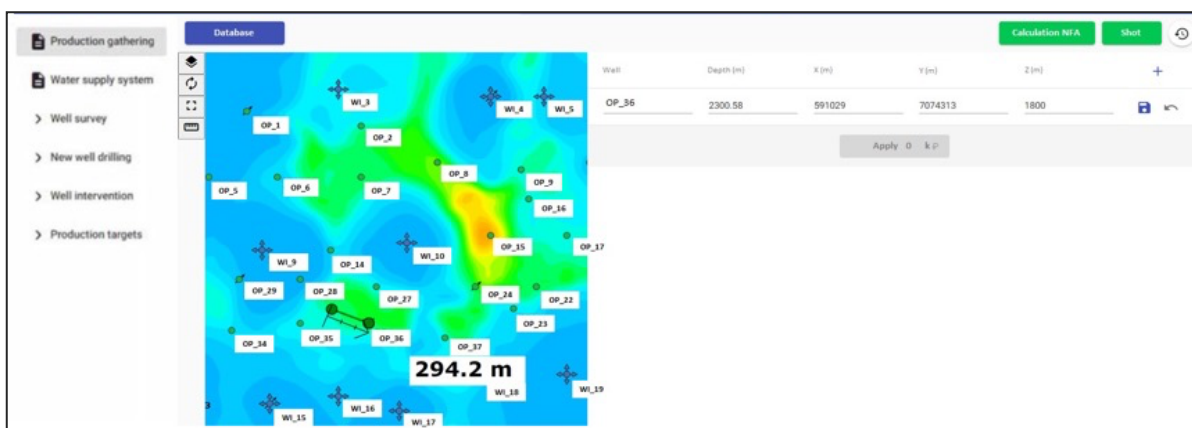


Рис. 1. Пример панели ввода данных цифрового двойника при бурении горизонтального бокового ствола

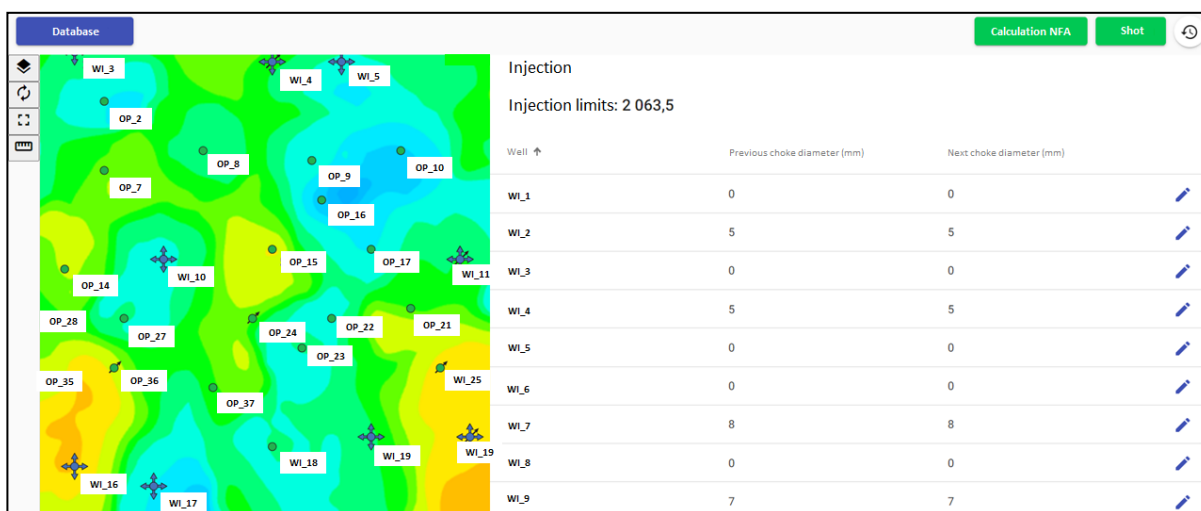


Рис. 2. Пример цифровой двойной панели ввода данных задания целевых показателей закачки скважин системы ПЖД

Table CAS / Table CAS			
42	New injectors	13	8
43	Injectors drilled	4	3
44	Average water injection rate, bpd	2,900	309
45	Injectors Water Shut-off	6	18
46	Injectors converted	9	5
47	Injectors perforations	2	6
48	Injectors Stimulation	1	1
49	Injection Adjustment Total (Up/Down)	73(36u/37d)	27(16u/11d)
50	New Channeling on Injectors	0	20
51	Cumulative water injection @ 2019-2025, Mbbl	135,000	31,945
52	PIR, V/V	0.13	0.20
53	VRR, V/V	1.24	1.38
54	RIR, psi/MMbbl	4.84	-2.53
55	Formation Pressure @ 2019-2025, psi (Pi=2378, Pe=1740)	2684	1903
56	Bottom Hole Pressure @ 2019-2025, psi	3,371	2,456
57	Drawdown @ 2019-2025, psi	687	553
58	Injectivity @ 2019-2025, bpd/psi	3.6	1.2
59	Well Test		
	Formation Pressure Tests	66	0
	Wireline Formation Tests	13	0
60			

Рис. 3. Пример автогенерируемого оперативного отчета по показателям эффективности разработки цифрового двойника месторождения

Для оценки эффективности выполненных действий при расчете варианта разработки приводится таблица с экономическими показателями PI и NPV, а также статистика по добывающим и нагнетательным скважинам.

Данная статистика позволяет оценивать экономическую привлекательность варианта разработки, а также сравнивать показатели по добывающим скважинам вариантов между собой, что в совокупности позволяет выбрать оптимальный вариант разработки. Так же приводится статистика по оценке эффективности работы нагнетательного фонда.

Для начального планирования вариантов используется 1D прокси модель. Она использует ту же экономическую модель, что и ПО для построения цифрового двойника.

Основой этого подхода является одномерный симулятор течения в пласте с полностью сбалансированным заводнением. Он не учитывает площадное распределение запасов месторождения, а только моделирует типичную динамику истощения между нагнетательными и добывающими скважинами с различными схемами заводнения и заканчиванием скважин. Чтобы имитировать произвольное 3D моделирование всего месторождения, 1D прокси-модель нуждается в калибровке по наборам данных истории добычи из эталонного 3D моделирования полного месторождения. Моделирование потока соответствует заданным пользователем целям добычи и бурению новых добывающих/нагнетательных скважин с различным заканчиванием. Симулятор автоматически добавляет/расширяет типичные наземные сооружения для поддержки заданных пользователем целевых показателей добычи и новых скважин и учитывает это при окончательных расчетах стоимости [9, 10].

Результатом моделирования являются:

*1. ключевые показатели эффективности производства:*

- Суммарная добыча нефти, воды, газа
- Совокупная закачка воды
- Коэффициент извлечения/скорость истощения
- Дополнительные мощности наземных сооружений

*2. ключевые показатели эффективности инвестиций:*

- Первоначальные инвестиции IO
- Чистая прибыль NI

- Чистая приведенная стоимость NPV
- Индекс рентабельности PI
- Коэффициент рентабельности инвестиций ROI
- Внутренняя норма доходности IRR
- Модифицированная внутренняя норма доходности MIRR

*3. ключевые бюджетные показатели:*

- Капитальные затраты на проект CAPEX
- Операционные расходы по проекту OPEX
- Динамика свободного денежного потока во времени FCF
- Динамика дисконтированного денежного потока во времени DCF
- Остаточная стоимость ресурсов активов
- Долгосрочные финансовые обязательства (такие как P&A скважин и наземных сооружений)

Процесс моделирования занимает минимально короткий промежуток времени, а расчет для 100 скважин для 10 лет работы скважин выполняется в течение нескольких секунд на обычном офисном компьютере. Это позволяет проводить многочисленные испытания с различными сценариями разработки. Наиболее популярным приложением является настройка диапазона различных параметров заканчивания (длины ГРП, длины по горизонтали, этапы бокового ГРП) и запуск всего списка испытаний, что обычно занимает несколько минут. Затем определите победителя на основе наилучшего возврата инвестиций.

Следующим шагом будет опробование различного количества вновь пробуренных скважин или боковых стволов с ранее выбранным заканчиванием и схемами заводнения и достижение окончательного сценария разработки. Следующим шагом будет опробование различного количества вновь пробуренных скважин или боковых стволов с ранее выбранным заканчиванием и схемами заводнения и достижение окончательного сценария разработки. Пример вышеуказанных упражнений проиллюстрирован на рис. 4, 5.

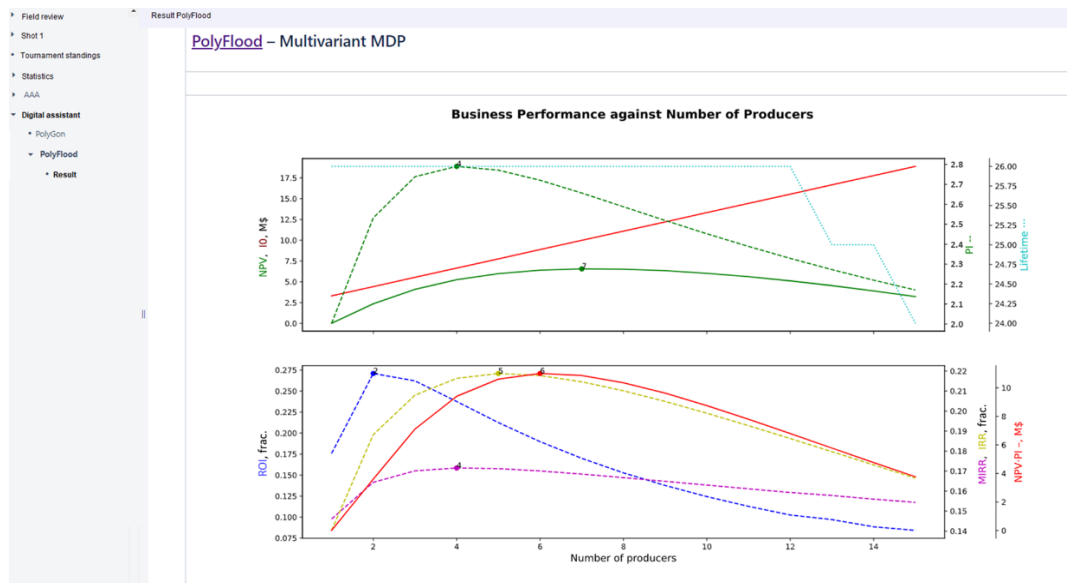


Рис. 4. Пример ключевых показателей эффективности инвестиций, основанных на мультисценарных опробованиях модели цифрового двойника нефтяных активов 1D прокси

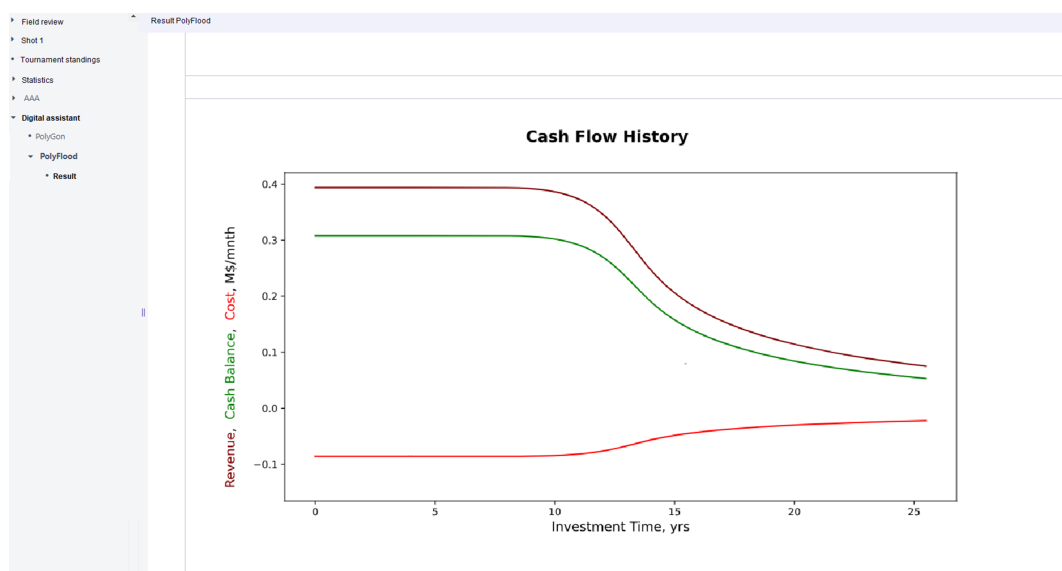


Рис. 5. Пример динамики денежных потоков, основанный на тестировании нескольких сценариев в модели цифрового двойника нефтяных активов 1D прокси

Для выбранных пользователем групп сценариев можно создать сводный отчет, который помогает понять детали добычи, восстановления и финансовые детали (рис. 6).

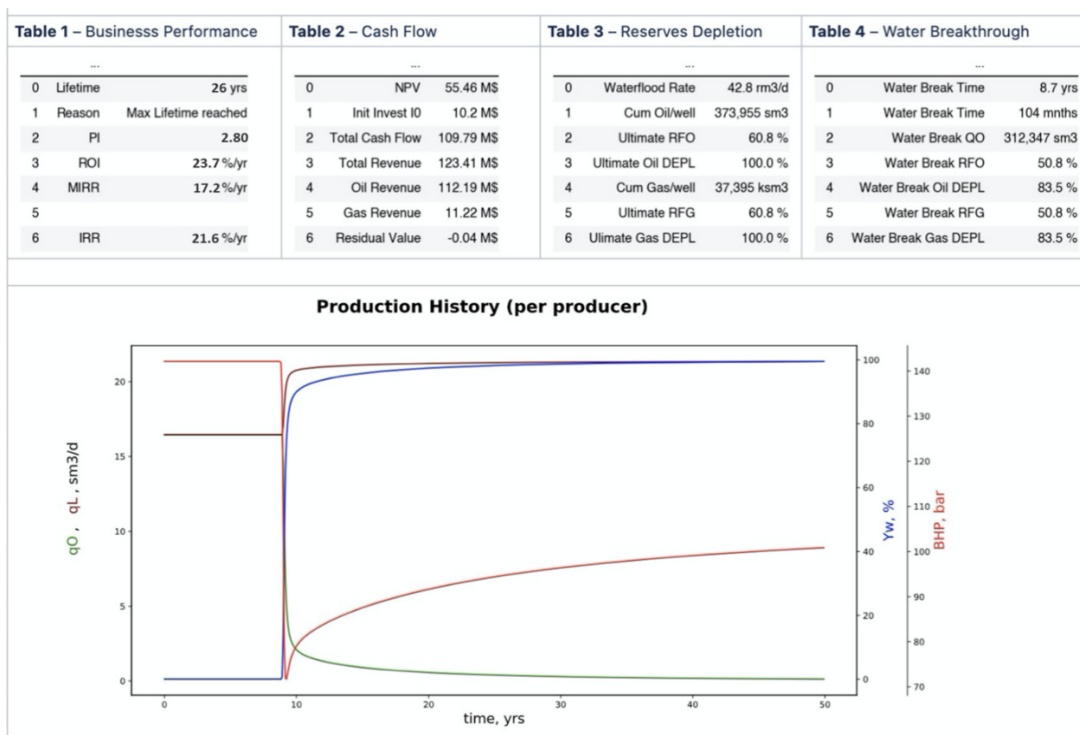


Рисунок 6. Пример производственной и финансовой сводки выбранного сценария разработки, смоделированного цифровым двойником нефтяного актива 1D прокси

Следует отметить, что упражнения с цифровым двойником нефтяного актива 1D прокси следует рассматривать только как предварительный вклад в надлежащие расчеты цифрового двойника нефтяного актива 3D всего месторождения.

### Выводы

Адаптированная к результатам исследований 3D модель блока конвертирована в специализированное ПО для расчета цифрового двойника месторождения.

Реакция на все выполненные мероприятия полностью соответствует заложенным в ПО параметрам, результаты гидродинамических расчетов полностью сходятся с результатами проведения тех же мероприятий напрямую в 3D гидродинамическом симуляторе.

В дальнейшем планируется выполнение расчёта сценариев доразработки блока с учетом экономической модели и ограничений по ППД. Программа сразу выдает экономическую оценку варианта разработки, а также приводится статистика по эффективности работы добывающих и нагнетательных скважин, что в совокупности



позволяет выработать максимально эффективную стратегию разработки без навыков гидродинамического моделирования и без навыков и инструментов экономического расчета.

---

### Список литературы

1. *Kuznetsova A.N., Gunkin A.S., Rogachev M.K.* Dynamic modeling of surfactant flooding in low permeable argillaceous reservoirs / IOP Conference Series: Earth and Environmental Science; 87(5), 052014, 2017.
2. *Жданов И., Котежеков В., Маргарит А.* Способ локализации остаточных запасов на основе комплексной мультискважинной диагностики и калибровки ГГДМ. SPE-191590. ООО Газпромнефть НТЦ.
3. *Water flood Study of High Viscosity Saturated Reservoir with Multiwell Retrospective Testing and Cross-Well Pressure Pulse-Code Testing / A. Aslanyan, I. Kovalenko, I. Ilyasov [et al.]* / Статья SPE-193712-MS представлена на конференции и выставке 10-12 December 2018, Kuwait City, Kuwait.
4. *Multiwell Deconvolution as Important Guideline to Production Optimisation: Western Siberia Case Study / A. Aslanyan, R. Asmadiyarov, I. Kaeshkov [et al.]* // Статья SPE-19566-MS представлена на конференции и выставке 26-28 March 2019, Beijing, China.
5. *Assessing Waterflood Efficiency with Deconvolution Based Multi-Well Retrospective Test Technique / A. Aslanyan, F. Grishko, V. Krichevsky [et al.]* // Статья SPE-195518-MS представлена на конференции и выставке 3-6 June 2019, London.
6. *Kamal M.M.* Interference and Pulse Testing - A Review. Society of Petroleum Engineers. (1983, December 1). doi:10.2118/10042-PA. <https://doi.org/10.2118/10042-PA>.
- Tarek A.* Reservoir Engineering Handbook. – Gulf Professional Publishing. – 2006.
7. *Aslanyan A., Aslanyan I., Farakhova R.* Application of MultiWell Pressure Pulse-Code Testing for 3D Model Calibration. Society of Petroleum Engineers. – 2016, September 26. – doi:10.2118/181555-MS. <https://doi.org/10.2118/181555-MS>.
8. *Verifying Reserves Opportunities with Multi-Well Pressure Pulse-Code Testing / V. Taipova, R. Rafikov, A. Aslanyan [et al.]* // Society of Petroleum Engineers/ – 2017, October 16. – doi:10.2118/187927-MS. <https://doi.org/10.2118/187927-MS>.
9. *Carbonate Reservoir Waterflood Efficiency Monitoring with Cross-Well Pulse-Code Pressure Testing / N. Myakeshev, A. Aslanyan, R. Farakhova, L. Gainutdinova* // Society of Petroleum Engineers. – 2017, November 7. – doi:10.2118/189258-MS. <https://doi.org/10.2118/189258-MS>