УДК 622.276

Оценка параметров трещин многостадийного гидравлического разрыва пласта на основе мониторинга профиля притока

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10062

П.В. Пятибратов
к.т.н., декан факультета разработки нефтяных и газовых месторождений[1]
pyatibratov.p@gmail.com

Д.С. Скоров
специалист департамента разработки месторождений[2]
danilskorov@gmail.com

[1]РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Российская Федерация

[2]ООО «Петролеум Технолоджис», Москва, Российская Федерация

В данной работе рассматривается подход к определению геометрических параметров трещин (полудлина, эффективная проницаемость, высота) горизонтальной скважины с многостадийным гидравлическим разрывом пласта, основанный на автоматизированной настройке модели (с использованием программного продукта CMG CMOST) на данные о притоке флюидов по трещинам, полученных при помощи технологии напыления квантовых маркеров-репортеров на проппант. Показано, что использование данных профиля притока позволяет значительно повысить качество адаптации трехмерной гидродинамической модели, а также с удовлетворительной точностью идентифицировать геометрические параметры трещин.

Материалы и методы
На основе автоадаптации модели на данные притоков флюидов по трещинам путем проведения серий многовариантных расчетов в программном продукте CMG CMOST решена задача идентификации геометрических параметров трещин многостадийного гидравлического разрыва пласта на горизонтальной скважине.

Ключевые слова
многостадийный гидравлический разрыв пласта, квантовые маркеры-репортеры, автоматизированная адаптация модели залежи

Качество прогнозов показателей разработки, полученных на основе трехмерного гидродинамического моделирования, напрямую зависит от точности воспроизведения данных на этапе адаптации модели. В частности, результаты идентификации геометрии и фильтрационных свойств трещин горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта (далее — МГРП) в процессе воспроизведения исторических дебитов и накопленных добыч нефти и жидкости влияют на распределение остаточных запасов и определяют необходимость применения методов интенсификации добычи и увеличения нефтеотдачи пластов. Однако, как известно, данная обратная задача имеет бесконечное множество решений.

Использование дополнительных исследований и данных, их комплексирование с имеющейся геолого-промысловой информацией позволяет снизить степень неопределенности принимаемых решений. Одним из современных направлений мониторинга профилей притока из трещин МГРП является использования квантовых маркеров-репортеров, напыляемых на проппант [1, 2]. Технология позволяет получить информацию о притоке из каждой трещины на основе лабораторных исследований проб на устье скважины, содержащих маркеры, вымываемые потоком флюида на поверхность [1, 2]. В работе [1] показано, что разная чувствительность маркеров к нефти и воде может быть использована для оценки обводненности продукции.

В данной работе исследуется возможность снижения неопределенностей при идентификации параметров трещин горизонтальной скважины с МГРП на основе информации о притоке флюидов по трещинам, не учитывающей ошибок и погрешностей измерений, присущих различным методам, в том числе рассматриваемому способу контроля притока.

Для проведения исследования была построена концептуальная модель элемента системы разработки ачимовских отложений Западной Сибири [3], включающая горизонтальную добывающую скважину с МГРП и две водонагнетательные. Расстояние между скважинами составляет 480 м. Краткая геолого-физическая характеристика модели приведена в таблице 1.

Таб. 1 — Краткая геолого-физическая характеристика модели
Tab. 1 — Main model parameters

Параметр	Единицы измерения	Значение
Глубина залегания кровли (подошвы) пласта	м	4010 (4025)
Эффективная нефтенасыщенная толщина	м	7,1
Средняя пористость	доли ед.	0,15
Проницаемость в направлениях X, Y	10^{-3}·мкм^2	14,3
Проницаемость в направлении Z	10^{-3}·мкм^2	1,43
Коэффициент расчлененности		3
Коэффициент песчанистости	доли ед.	0,47
Средняя начальная нефтенасыщенность	доли ед.	0,60
Начальное пластовое давление	МПа	60,75
Пластовая температура	°C	114
Газосодержание пластовой нефти	м^3/м^3	203,3
Давление насыщения пластовой нефти газом	МПа	31,3
Плотность дегазированной нефти	кг/м^3	824,6
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа·с	0,3

Таб. 2 — Геометрические и фильтрационные свойства трещин эталонного варианта
Tab. 2 — Geometric and flow properties of fractures in the reference variant

Параметр	Трещина 1	Трещина 2	Трещина 3
Полудлина, м	245	150	75
Эффективная проницаемость, мД	1706	886	427
Высота, м	22	12	8

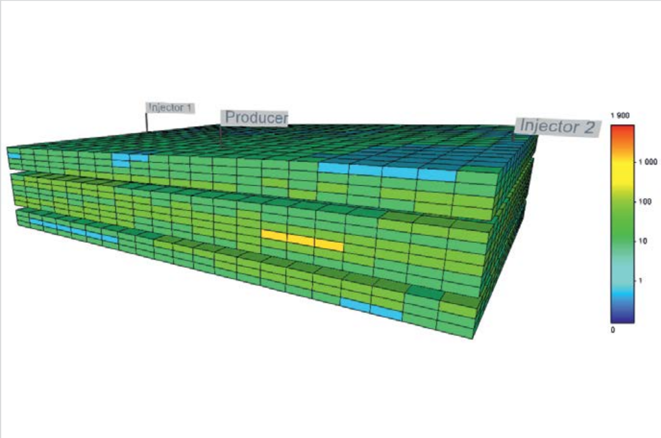


Рис. 1 — Распределение проницаемости в модели, мД
Fig. 1 — Permeability distribution in the model, mD

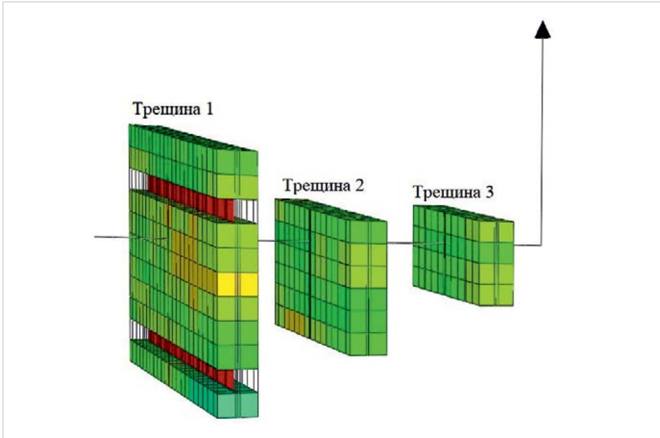


Рис. 2 — Геометрия трещин МГРП в модели
Fig. 2 — Multistage hydraulic fracturing in the model

На рис. 1 представлено распределение проницаемости в трехмерной модели.

Моделирование МГРП осуществлялось на основе локального измельчения ячеек околоскважинной зоны, размеры ячеек изменялись по логарифмическому закону в зависимости от расстояния от вертикальной плоскости трещины (рис. 2).

Задачей вычислительного эксперимента является сравнение результатов воспроизведения динамики добычи нефти и воды и определение параметров трещин в традиционной постановке, то есть на основе фактических значений накопленных добыч жидкости и нефти, дебитов по жидкости и нефти, а также с использованием дополнительных данных о притоках нефти и жидкости каждой трещины, которые могут быть получены в результате мониторинга профиля притока из трещин.

Вычислительный эксперимент включает следующие этапы:

1. Формирование эталонного варианта разработки при заданной геометрии и фильтрационных параметрах трещин, принимаемых за истинные.
2. Реализация серии многовариантных расчетов (серия 1) для поиска геометрии и фильтрационных параметров трещин горизонтальной скважины с МГРП при наименьшем отклонении расчетных текущих и накопленных показателей работы скважины от эталонных.
3. Реализация серии многовариантных расчетов (серия 2) для поиска геометрии и фильтрационных параметров трещин горизонтальной скважины с МГРП при наименьшем отклонении расчетных текущих и накопленных показателей работы скважины и отдельных трещин от эталонных.
4. Сопоставление технологических показателей и характеристик трещин, соответствующих оптимальным вариантам в двух сериях расчетов, определяемым по наименьшей ошибке расхождения с эталонными данными.

Геометрия и фильтрационные свойства трещин МГРП эталонного варианта приведены в таб. 2.

Эффективная проницаемость определяет проницаемость ячеек, моделирующих трещину, и рассчитывается следующим образом:

$$K_{эф} = \frac{K_{тр} \cdot w_{тр}}{d_я},$$

где:

$K_{эф}$ — эффективная проницаемость трещины, мД;

$K_{тр}$ — действительная проницаемость трещины, мД;

$w_{тр}$ — раскрытость трещины, м;

$d_я$ — ширина ячейки, непосредственно имитирующая трещину, м.

Следует отметить, что коэффициент расчлененности рассматриваемой залежи равен 3, при этом только первая трещина вскрывает все три гидродинамически не связанных пропластка (рис. 2, 3). Кроме того, нижележащий пласт смоделирован с подвижной начальной водонасыщенностью (рис. 3).

В качестве начального приближения геометрии трещин и их фильтрационных характеристик использовались случайные значения. Для адаптации гидродинамической модели применялся программный продукт CMG CMOST, включающий алгоритмы оптимизации, основанные на машинном обучении [4]. Область возможных решений ограничивалась диапазоном изменения исследуемых параметров (таблица 3).

На рис. 4 представлена динамика изменения невязки эталонных и расчетных показателей для каждой из двух серий многовариантных расчетов, полученная в результате моделирования в CMG CMOST.

Расчетная динамика накопленных и

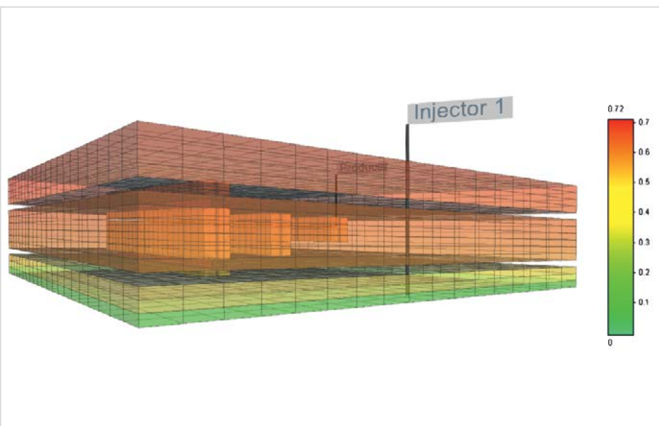


Рис. 3 — Начальное распределение нефтенасыщенности
Fig. 3 — The initial distribution of oil saturation

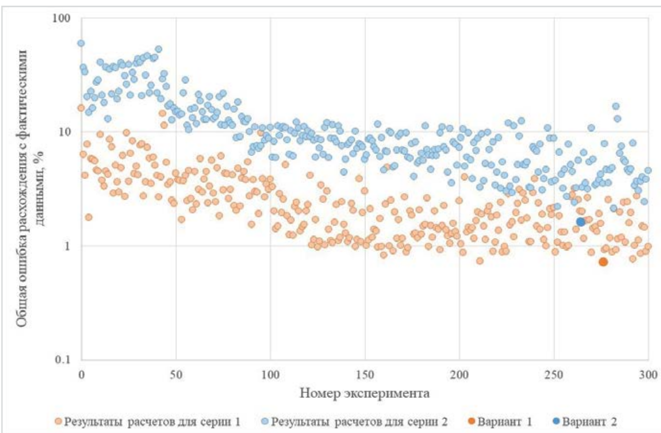
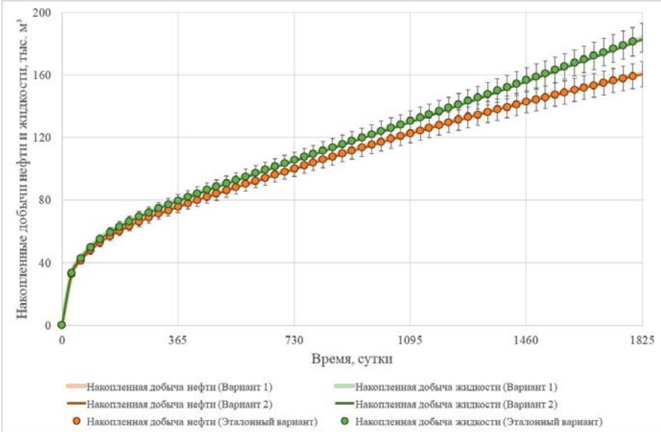


Рис. 4 — Динамика изменения суммарной невязки эталонных и расчетных показателей для каждой из двух серий многовариантных расчетов
Fig. 4 — The dynamics of the total discrepancy between the reference and calculated variants for each of the two series of multivariate calculations



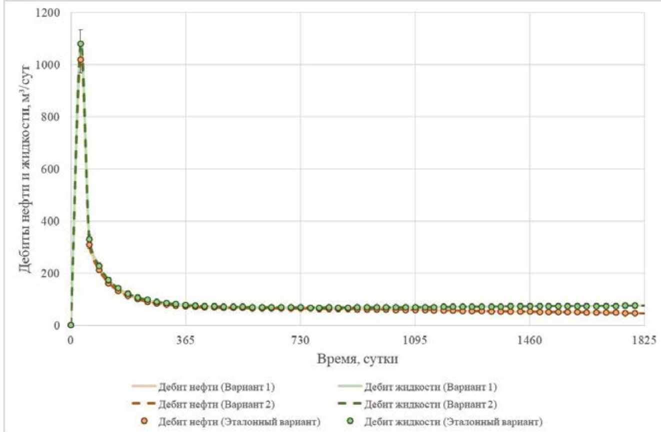


Рис. 5 — Сравнение расчетных накопленных добыч нефти и жидкости по вариантам с эталонными данными
Fig. 5 — Comparison of cumulative oil and liquid production by variants with reference data

Рис. 6 — Сравнение расчетных дебитов по нефти и жидкости по вариантам с эталонными данными
Fig. 6 — Comparison of oil and liquid production rates by variants with reference data

текущих показателей работы добывающей скважины с высокой точностью описывает эталонные данные для оптимальных вариантов из каждой серии расчетов (рис. 5 и 6). На этих рисунках «Эталонные данные» — технологические показатели, полученные в эталонном варианте, «Вариант 1» соответствует оптимальному решению для первой серии расчетов, «Вариант 2» — для второй, учитывающей дополнительные данные о притоке фаз по трещинам.

Следует отметить, что в данном эксперименте работа скважины характеризуется низкими и средними значениями обводненности продукции (рис. 7).

Однако, полученные оптимальные варианты в двух сериях расчетов существенно отличаются значениями параметров трещин МГРП и показателями их работы. Так, вариант адаптации, учитывающий данные притока к каждой трещине, в основном, с удовлетворительной сходимостью описывает эталонные значения, в случае же традиционного подхода расхождения превышают 100% (рис. 8 – 10).

Существенное отклонение расчетных показателей притока по трещинам для случая воспроизведения истории разработки без использования данных о притоке флюидов по трещинам обусловлены полимодальностью целевой функции и существенной зависимостью от начальных значений исследуемых параметров. Напротив, использование дополнительных данных о притоке по трещинам позволяет значительно повысить точность идентификации геометрии и фильтрационных характеристик трещин МГРП в процессе воспроизведения истории разработки (таблица 4). В качестве примера на рисунках 11 и 12 представлены результаты расчета полудлины и эффективной проницаемости первой трещины для двух серий расчетов.

Итоги

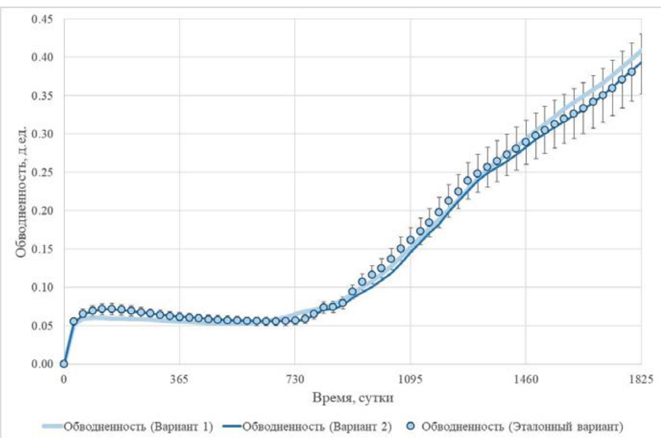
Таким образом, полученные результаты свидетельствуют о том, что для рассматриваемого примера использование данных о притоке нефти и жидкости по трещинам МГРП позволяет значительно повысить качество адаптации трехмерной гидродинамической модели, с удовлетворительной точностью идентифицировать геометрию и фильтрационные параметры трещин.

Выводы

Информация о притоке по трещинам МГРП и фактических параметрах трещин позволят не только повысить эффективность эксплуатации скважины, но и адресно планировать мероприятия по интенсификации добычи нефти и повышению нефтеотдачи пластов за счет повышения достоверности локализации остаточных запасов.

Литература

1. Dulkarnaev M. and oth. The First Comprehensive Study of Tracer-Based Technologies in Reservoir Conditions. SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition. Astana, Kazakhstan: Society of Petroleum Engineers, 2018.
2. Ovchinnikov K. and oth. Production Logging in Horizontal Wells without Well Intervention. SPE Russian Petroleum Technology Conference. Moscow, Russia: Society of Petroleum Engineers, 2017.
3. Красноборов С. В., Бяков А. В. Оценка выбора агента закачки при разработке Ачимовских отложений Западной Сибири с трудноизвлекаемыми запасами нефти и аномально высоким пластовым давлением // Бурение и нефть, 2014. №9. С. 44–46.
4. Computer Modeling Group Ltd. CMOST, CMG: Version 2018 User's Guide. Calgary, Alberta, Canada, 2018.



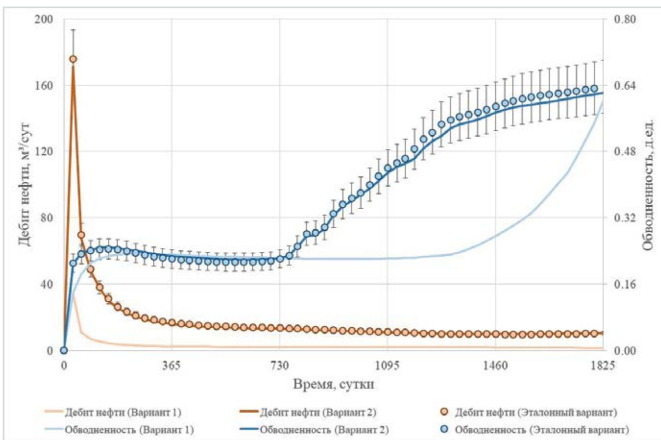


Рис. 7 — Сравнение расчетной обводненности по вариантам с эталонными данными
Fig. 7 — Comparison of water cur by variants with reference data

Рис. 8 — Сравнение динамики технологических показателей разработки для трещины 1 с эталонными данными
Fig. 8 — Comparison of history oil production rate and water cut through the first fracture by variants with reference data

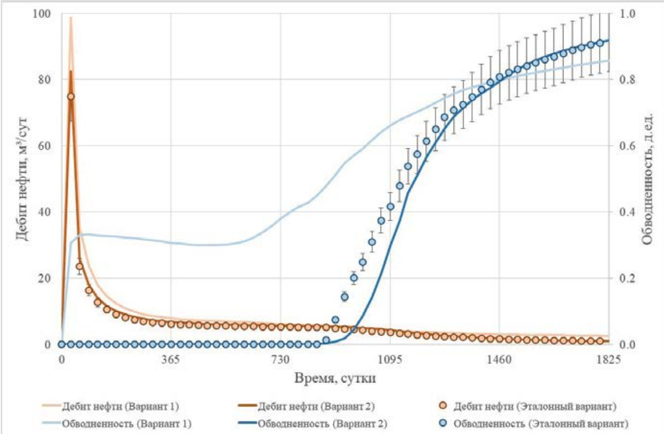


Рис. 9 — Сравнение динамики технологических показателей разработки для трещины 2 с эталонными данными
Fig. 9 — Comparison of history oil production rate and water cut through the second fracture by variants with reference data

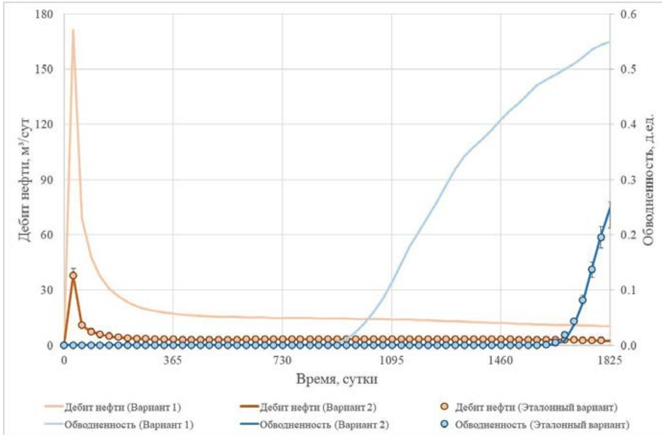


Рис. 10 — Сравнение динамики технологических показателей разработки для трещины 3 с эталонными данными
Fig. 10 — Comparison of history oil production rate and water cut through the third fracture by variants with reference data

Таб. 3 — Диапазоны изменения параметров трещин
Tab. 3 — Ranges of fracture parameters change

Параметр	Значение
Диапазон изменения полудлины, м	30 – 300
Диапазон изменения эффективной проницаемости, мД	24,61 – 2461
Диапазон изменения высоты, м	2 – 24

Таб. 4 — Сравнение эталонных и расчетных параметров трещин, полученных с учетом данных о притоке по трещинам (Вариант 2) и без (Вариант 1)
Tab. 4 — Comparison of the reference and calculated parameters of fractures obtained taking into account data on the inflow along fractures (Variant 2) and without (Variant 1)

Параметр		Трещина 1			Трещина 2			Трещина 3		
		Полудлина,м	Эффективная проницаемость, мД	Высота, м	Полудлина, м	Эффективная проницаемость, мД	Высота, м	Полудлина, м	Эффективная проницаемость, мД	Высота, м
Значение	Вариант 1	115,1	469	16	200,1	823	16	271,7	922	16
	Вариант 2	240,6	1589	24	143,4	1222	8	85,4	564	6
Действительное значение		245.0	1706	22	150,0	886	12	75,0	427	8
Абсолютная ошибка	Вариант 1	-130,0	-1237	-6	50,1	-62	4	196,7	495	8
	Вариант 2	-4,4	-118	2	-6,6	336	-4	10,4	137	-2
Относительная ошибка	Вариант 1	-53,0%	-72,5%	-27,3%	33,4%	-7,0%	33,3%	262,2%	116,1%	100,0%
	Вариант 2	-1,8%	-6,9%	9,1%	-4,4%	37,9%	-33,3%	13,8%	32,2%	-25,0%

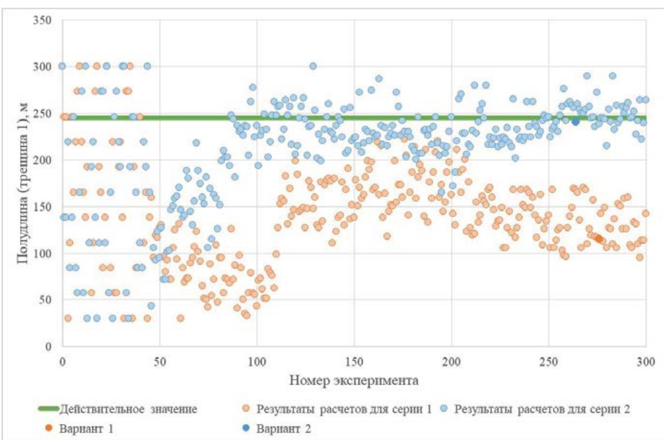


Рис. 11 — Динамика изменения значения полудлины трещины 1 в процессе воспроизведения истории разработки
Fig. 11 — The half-length of the first fracture changing during the history matching

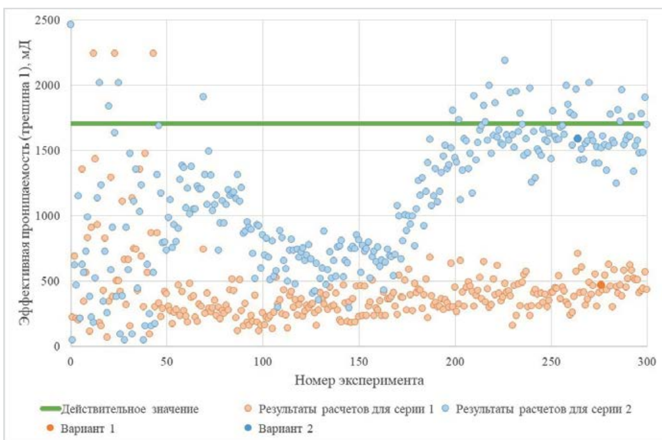


Рис. 12 — Динамика изменения значения эффективной проницаемости трещины 1 в процессе воспроизведения истории разработки
Fig. 12 — The effective permeability of the first fracture changing during the history matching

UDC 622.276

Multistage hydraulic fractures geometry estimation based on information on fluid flow through fractures in a horizontal well

Authors
Petr V. Pyatibratov — Ph.D., dean of oil and gas field development department[1]; pyatibratov.p@gmail.com
Daniil S. Skorov — reservoir engineer of fields development department[2]; danilskorov@gmail.com

[1]Gubkin Russian State University (National Research University) of Oil and Gas, Moscow, Russian Federation
[2]Petroleum Technologies Limited, Moscow, Russian Federation

Abstract
In this paper, we consider an approach to determining the geometrical parameters of fractures (half-length, effective permeability, height) of a horizontal well with multistage hydraulic fracturing, based on the automated history matching of the model (using the CMG CMOST software product) to the data on the flow of fluids from fractures obtained by the quantum tracer-based technologies. It is shown that the use of inflow profile data can significantly improve the quality of adaptation of the three-dimensional hydrodynamic model, as well as identify the fractures geometric parameters.

Materials and methods
The problem of identifying the geometric parameters of fractures of multistage hydraulic fracturing in a horizontal well was solved on the basis of model auto-adaptation to the data of fluid inflows through fractures by means of a series of multivariate calculations in the CMG CMOST software product.

Keywords
multistage hydraulic fracturing, quantum tracer-based technologies, automated history matching

Results
The results obtained indicate that, the use of data on fluid inflow through hydraulic fractures can significantly improve the quality of adaptation of the three-dimensional hydrodynamic model; also, it can identify the geometry and filtration parameters of fractures.

Conclusions
Information on the inflow through hydraulic fractures and fracture parameters will allow planning targeted workover actions to stimulate oil production and increase oil recovery by increasing the reliability of localization of residual reserves.

References
1. Dulkarnaev M. and oth. The First Comprehensive Study of Tracer-Based Technologies in Reservoir Conditions. SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition. Astana, Kazakhstan: Society of Petroleum Engineers, 2018.
2. Ovchinnikov K. and oth. Production Logging in Horizontal Wells without Well Intervention. SPE Russian Petroleum Technology Conference. Moscow, Russia: Society of Petroleum Engineers, 2017.
3. Krasnoborov S. V., *Byakov A. V. Otsenka vybora agenta zakachki pri razrabotke Achimovskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri s trudnoizvlekaemymi zapasami nefti i anomal'no vysokim plastovym davleniem* [Evaluation of injection agent selection for achimovsky deposits development in Western Siberia with hard to recover oil and abnormally high formation pressure]. Burenie i neft, 2014, issue 9, pp. 44–46.
4. Computer Modeling Group Ltd. CMOST, CMG: Version 2018 User's Guide. Calgary, Alberta, Canada, 2018..