

УДК 622.276

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2023

**Применение модульного динамического испытателя пластов на каротажном кабеле для уточнения фильтрационных характеристик продуктивных пластов Маговского нефтегазоконденсатного месторождения****Г.В. Тюрина**

Пермский национальный исследовательский политехнический университет (Россия, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29)

Application of a Modular Dynamic Formation Tester on a Wire Line to Refine the Filtration Characteristics of the Production Formations of the Magovsky Oil and Gas Condensate Field**Galina V. Tyurina**

Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation)

Получена / Received: 05.09.2022. Принята / Accepted: 19.12.2022. Опубликовано / Published: 31.05.2023**Ключевые слова:**

модульный динамический испытатель пластов на кабеле, глубинный оптический анализ, месторождения нефти и газа, геофизические исследования, гидродинамические исследования скважин, пластовый флюид, отбор проб.

Важной задачей при контроле разработки месторождений углеводородов является получение данных о фильтрационных характеристиках коллекторов и свойствах флюидов в пластовых условиях. При использовании стандартного каротажа в осложненных условиях низкопроницаемых пластов, слабо консолидированных пород и размытых стволов скважин выполнение замеров пластового давления, отбора проб с детальным анализом свойств флюидов весьма затруднительно. Осуществлено исследование с целью уточнения фильтрационных свойств пород геологического разреза методом гидродинамического каротажа с опробованием пластов испытателем на каротажном кабеле MDT (модульный динамический испытатель). Данная задача решена на примере карбонатных эксплуатационных объектов Маговского нефтегазоконденсатного месторождения, которые в целом характеризуются сложным неоднородным строением. Анализ эффективности использования модульного динамического испытателя пластов позволил уточнить границы проницаемых интервалов пород с оценкой их насыщения. При этом установлены работающие интервалы геологического разреза, которые при стандартном каротаже интерпретируются как плотные породы.

Keywords:

modular dynamic wireline formation tester, optical depth analysis, oil and gas fields, geophysical surveys, hydrodynamic studies of wells, reservoir fluid, sampling.

An important task in monitoring the development of hydrocarbon fields is to obtain data on the filtration characteristics of reservoirs and the properties of fluids in reservoir conditions. When using standard logging in the complicated conditions of low-permeability formations, poorly consolidated rocks and eroded wellbores, it is very difficult to perform reservoir pressure measurements, sampling with a detailed analysis of fluid properties. A study was carried out in order to clarify the filtration properties of the rocks of the geological section by the method of hydrodynamic logging with testing of the formations by a tester on a MDT logging cable (modular dynamic tester). This problem was solved using the example of carbonate production formations of the Magovskoye oil and gas condensate field, which are generally characterized by a complex heterogeneous structure. An analysis of the effectiveness of using a modular dynamic reservoir tester made it possible to clarify the boundaries of permeable rock intervals with an assessment of their saturation. At the same time, working intervals of the geological section were established, which, with standard logging, were interpreted as dense rocks.

© **Тюрина Галина Вячеславовна** – ассистент кафедры нефтегазовых технологий (тел.: +007 (342) 219 82 92, e-mail: gvturina@pstu.ru).© **Galina V. Tyurina** – Assistant at the Department of Oil and Gas Technologies (tel.: +007 (342) 219 82 92, e-mail: gvturina@pstu.ru).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Тюрина Г.В. Применение модульного динамического испытателя пластов на каротажном кабеле для уточнения фильтрационных характеристик продуктивных пластов Маговского нефтегазоконденсатного месторождения // Недропользование. – 2023. – Т.23, №1. – С.25–31. DOI: 10.15593/2712-8008/2023.1.4

Please cite this article in English as:

Tyurina G.V. Application of a Modular Dynamic Formation Tester on a Wire Line to Refine the Filtration Characteristics of the Production Formations of the Magovsky Oil and Gas Condensate Field. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2023, vol.23, no.1, pp.25-31. DOI: 10.15593/2712-8008/2023.1.4

Введение

В настоящее время подсчет запасов углеводородов (УВ) и проектирование разработки нефтяных и газовых месторождений осуществляется на основе цифровых постоянно действующих геолого-технологических 3D-моделей (ПДГТМ) [1–5]. Основной для построения ПДГТМ являются результаты интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС), комплекс которых в обязательном порядке выполняется в открытом стволе всех пробуренных скважин. Основные методологические аспекты построения ПДГТМ отражены в работах [1–3]. При этом на этапе геологического 3D-моделирования по данным ГИС оцениваются фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород, прежде всего коэффициенты пористости (K_p), нефтенасыщенности (K_n) и проницаемости (k).

При интерпретации данных ГИС, помимо ряда известных методологических проблем, возникающих при определении K_p [6–9], основной проблемой является сложность оценки именно фильтрационных характеристик пласта. Согласно фильтрационным исследованиям керна в сочетании с данными рентгеновской томографии [10–14] для сложнопостроенных карбонатных коллекторов связь k с K_p часто является статистически незначимой, что не позволяет по данным ГИС достоверно представить геологическое строение продуктивных объектов в ПДГТМ. При этом в условиях сложных коллекторов рекомендуется использовать при исследованиях полноразмерный керн [15–17] в сочетании с данными гидродинамических исследований скважин (ГДИ) [18–20].

Вместе с тем бурение скважин с отбором кернакратно повышает стоимость бурения скважин. Соответственно для скважин, бурение которых осуществляется без отбора керна, необходимо использовать дополнительно методы контроля фильтрационных свойств пласта. В данной работе выполнен анализ использования для этой задачи модульного динамического испытателя пластов на каротажном кабеле (MDT).

Постановка задачи. Материалы и методы

Модульный динамический испытатель пластов (MDT) обеспечивает возможность оперативного проведения многократных замеров пластового давления ($P_{пл}$), позволяя также провести многократный отбор представительных глубинных проб пластового флюида. При этом выполняются каротажные гидродинамические исследования (ГДК) и отбор проб на каротажном кабеле (ОПК) как с использованием двойного пакера, так и с помощью прижимного зонда. При реализации технологии MDT при замерах $P_{пл}$ и опробовании пластов на отечественных месторождениях обычно используется радиальный зонд «Сатурн», по периметру которого находятся четыре самогерметизирующихся входных порта, расположенных по окружности через 90°. Отверстия изолируются от ствола скважины одним и тем же надувным пакером, который прижимается к стенкам скважины уплотняющей поверхностью, что обеспечивает равномерный отбор флюида по всей окружности, значительно сокращая время на

опробование пластов. К основным технологическим ограничениям применения метода относятся размер диаметра скважин, который не должен превышать возможностей надувных элементов (пакеров), а также неровности стенок скважины, которые не позволяют герметично установить прижимной зонд [21–23].

Приборы ОПК/ГДК позволяют в режиме реального времени при исследованиях в открытом стволе получить достоверные данные о распределении $P_{пл}$ по геологическому разрезу, определить характер насыщения интервалов исследования с оценкой их ФЕС [24–26]. Современные компоновки испытателей пластов на кабеле оснащены группой комплексных анализаторов, позволяющих в режиме реального времени контролировать основные свойства и состав флюида (газовый фактор, углеводородный состав, давление, температура, удельные электрические сопротивления, плотность и др.) [27–29].

Использование аппаратуры MDT позволяет проводить исследования для определения проницаемости и анизотропии проницаемости посредством проведения интервальных испытаний с записью кривых падения давления (КПД) и восстановления давления (КВД). Опыт применения технологии MDT при определении КПД и КВД описан в работах [30–32]. Принципиальная схема компоновки метода MDT, применяемая при исследованиях компанией Schlumberger, приведена на рис. 1. При обработке результатов MDT обычно используется программное обеспечение компании «Шлюмберже» – InSitu Pro 3.0.0 [33].

В работах [34–36] приведены рекомендации по выбору интервалов опробования и обработке данных методов ОПК/ГДК в сложных геолого-технологических условиях при сильном отклонении ствола (в том числе в горизонтальных скважинах) исследования mdt рекомендовано выполнять на буровом инструменте по технологии TLC (Tough Logging Conditions). Стоит отметить, что испытание водонасыщенного коллектора двухпакерной установкой с отбором пробы пластового флюида позволяет получить ценную информацию о свойствах пластовой воды [37–39] (температура, сопротивление, пластовые давления, минерализация), необходимую в дальнейшем при подсчете запасов.

Результаты ОПК/ГДК позволяют с достаточной точностью оценить пластовые давления ($P_{пл}$) изучаемых пластов. При этом опыт проведения mdt в целом показывает удовлетворительное сопоставление результатов оценки $P_{пл}$ по данным гдк и испытателей пластов в открытом стволе [40–42].

Благодаря возможностям MDT во время одной спускоподъемной операции можно исследовать несколько различных продуктивных интервалов с получением из них проб. Метод позволяет проводить отбор проб при незначительных перепадах давления, что способствует получению представительных образцов пластовых флюидов [43; 44].

Результаты

Анализ эффективности использования технологии MDT в данной работе выполнен для карбонатных башкирско-серпуховской и турне-фаменской залежей Маговского нефтегазоконденсатного месторождения.

Исследования в условиях рассматриваемых отложений последовательно проводились в два этапа:

- первоначально в перспективных интервалах прижимным зондом оценивались подвижность флюида и пластовое давление;

- на втором этапе компоновкой с двойным пакером исследовались наиболее значимые для оценки характера насыщенности и отбора глубинных проб интервалы, выбранные ранее по результатам исследований прижимным зондом. Решение об отборе пробы принималось при достижении стабильной степени очистки пластового флюида от фильтрата бурового раствора по показаниям датчиков состава притока.

Исследования по технологии MDT в интервалах башкирско-серпуховских отложений проводились на ряде куполов Маговского месторождения, на которых были установлены нефтяные, нефтегазоконденсатные и газоконденсатные массивы продуктивных пород. Коллекторы для них представлены пористыми и трещиноватыми известняками и доломитами, перекрытыми глинами нижней части верейского горизонта и плотными карбонатами верхней части башкирского яруса. Доломиты светло-серые, разномерные, неравномерно известковистые, пористые, кавернозные, с выпотами коричневой нефти, крепкие, участками трещиноватые. Известняки светло-серые, мелкозернистые, мелкокавернозные, как правило, с запахом нефти в свежем изломе.

Гидродинамические исследования с применением MDT проводились в двух скважинах, в которых по данным керна и ГИС основные коллекторы выделяются в пропластках доломитов с суммарной мощностью коллекторов более 60 м. Средневзвешенные значения ФЕС по данным ГИС составляют: $K_{ц} = 9,5 \%$, $K_{н} = 68,28 \%$, $k = 4$ мД.

Данные интервалы по комплексу ГИС оцениваются как нефтенасыщенные. Кроме этого, в геологическом разрезе выделены пропластки общей мощностью 3,3 м с ухудшенными ФЕС по граничным значениям, близкие к характеристикам коллекторов. Для них средневзвешенные характеристики ФЕС оцениваются по ГИС следующим образом: $K_{ц} = 6,6 \%$, $K_{н} = 46,6 \%$, $k = 0,9$ мД.

Результаты применения технологии MDT на одной из скважин приведены на рис. 2. Всего было проведено 74 стандартных замеров ГДК с оценкой $P_{пл}$ для 12 интервалов замеров. Измеренные значения $P_{пл}$ находятся в диапазоне от 183,1 до 183,4 атм при значениях подвижности флюида от 0,01 до 11,8 мД/мПа·с. При этом согласно результатам ГДК и интерпретации ГИС выбраны глубины для опробований с целью уточнения характера насыщения коллектора.

Результаты интерпретации в интервале 1990,5–2004,2 м приведены в табл. 1, из которой видно, что технология MDT позволяет оценить характер насыщения пласта с оценкой вязкости (μ) флюида, $K_{ц}$ и k интервала исследования, а также скин-фактор (S).

В табл. 1 приведены интервалы коллекторов, где по данным интерпретации ГИС характер насыщения был достоверно не установлен. При этом в интервале 2003,1–2004,2 м по ГИС коллекторы оценивались как вероятно нефтеносные, в то время как по ГДК получен приток нефти с водой в соотношении 70 к 30 %. В целом комплексная интерпретация стандартных методов ГИС и ГДК дает основание для рекомендаций по дополнительным исследованиям данного интервала в колонне для уточнения положения водо-нефтяного контакта (ВНК).

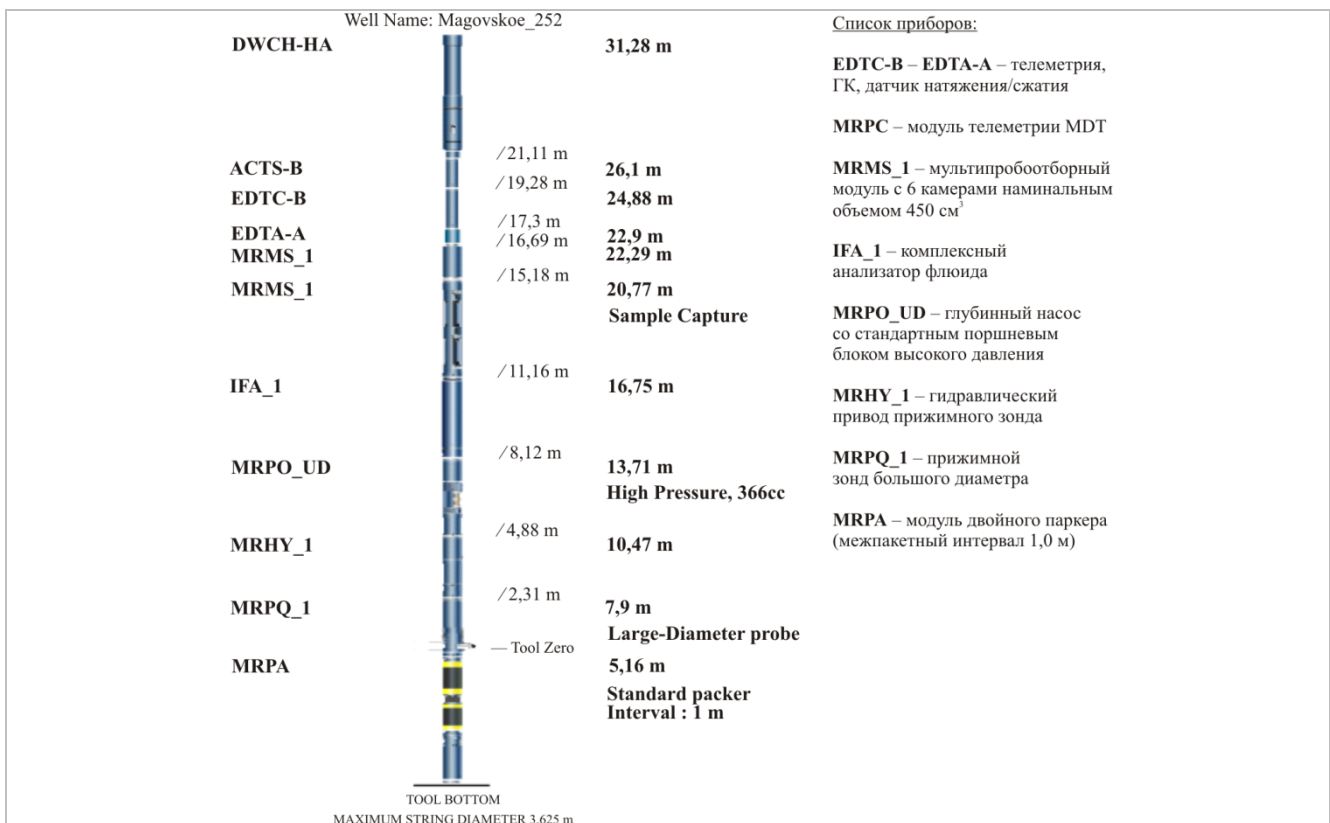


Рис. 1. Схема компоновки метода MDT [33]

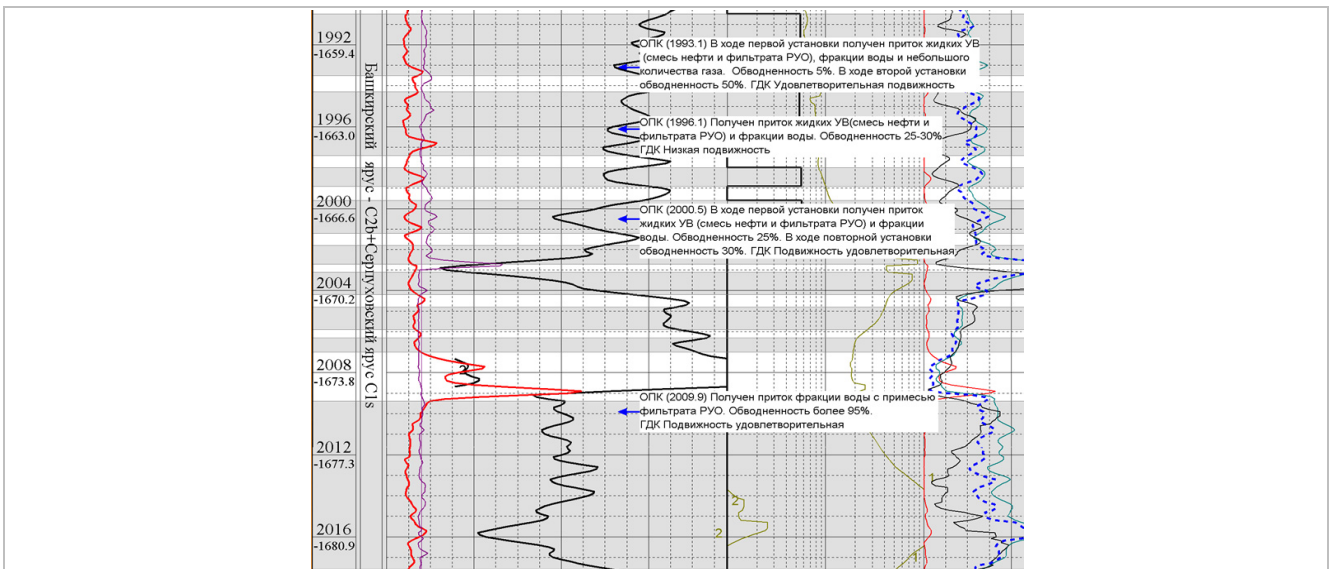


Рис. 2. Графическое изображение записи MDT в одной из скважин башкирско-серпуховского эксплуатационного объекта

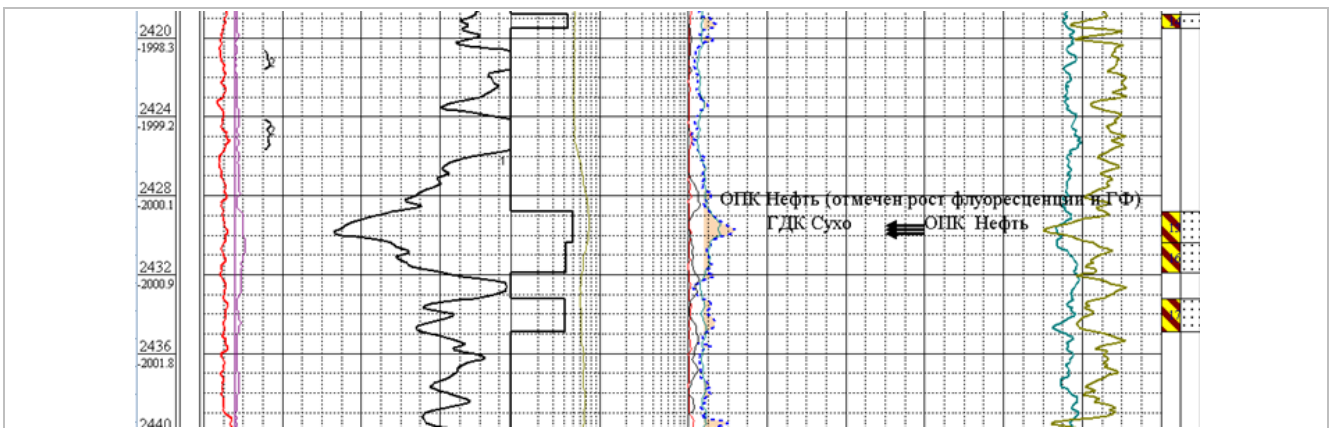


Рис. 3. Графическое изображение записи MDT в одной из скважин турне-фаменского эксплуатационного объекта

Таблица 1

Характеристика пластов башкирско-серпуховского эксплуатационного объекта по результатам применения технологии MDT

Интервал глубин, м	Пластовое давление, атм	μ , мПа·с	k , мД	$K_{пл}$, %	Скин-фактор S , без. ед.	Характер насыщения
1990,5–1993,5	180,1	0,69	1,96	59,1	2,0	Нефть
1994,3–1997,4	180,6	0,69	40,4	60,8	52,0	Нефть
1998,0–1998,9	179,1	0,69	29,6	64,2	38,0	Нефть
1999,6–2001,2	183,4	0,69	86,9	55,7	124,3	Нефть
2003,1–2004,2	183,2	0,4	–	–	–	Вода

Таблица 2

Характеристика пластов башкирско-серпуховского и турне-фаменского эксплуатационных объектов по результатам проведения гидродинамических исследований с применением MDT

Объект	Интервал глубин, м	μ , мПа·с	Пластовое давление, атм	k , мД	$K_{пл}$, %	Скин-фактор, S , без. ед.	Характер насыщения
Т-Фм	2466,7–2467,0	1,0	204,70	84,1	82,7	543,0	Нефть
Т-Фм	2468,2–2469,0	1,0	205,18	82,8	82,5	543,0	Нефть

К пласту турне-фаменских отложений приурочены нефтегазоконденсатные залежи на Маговском и Раевском куполе, нефтяная на Южно-Раевском и непромышленная газоконденсатная на северном куполе Южно-Мысинского поднятия. Коллекторы характеризуются как низкопористые, их доля в разрезе незначительна. По данным керн отложения представлены известняками серыми,

мелкозернистыми, слабопористыми, местами трещиноватыми и кавернозными.

Результаты применения технологии MDT в турне-фаменских отложениях приведены на рис. 3. Всего было проведено 59 стандартных замеров ГДК с оценкой $P_{пл}$ для 14 интервалов разреза. Измеренное значение $P_{пл}$ составило 204,7 атм при значениях подвижности флюида 24,8 мД/мПа·с.

По результатам интерпретации ГИС в турне-фаменских отложениях не выделено интервалов коллекторов, при этом для ряда пропластков $K_{\text{ц}}$ был оценен в диапазоне 5–6 %. Результаты интерпретации гидродинамических исследований с применением MDT в интервале 2466,7–2469,0 м приведены в табл. 2.

Из данных табл. 2 видно, что применение технологии MDT в плотном по данным ГИС разрезе позволило выделить маломощные нефтенасыщенные пропластки коллекторов с k порядка 80 мД. В данных интервалах с суммарной мощностью 1,1 м также определены характеристики флюида и пласта (μ , $K_{\text{ц}}$, S).

Заключение

Таким образом, в результате выполненного анализа эффективности технологии MDT уточнены границы коллекторов с их насыщением и качественными характеристиками. Анализ эффективности использования модульного

динамического испытателя пластов позволил уточнить границы проницаемых интервалов пород с оценкой их насыщения. При этом установлены работающие интервалы геологического разреза, которые при стандартном каротаже интерпретируются как плотные породы.

Необходимо отметить, что в целом метод MDT имеет относительно низкую себестоимость исследований и значительно дополняет результаты интерпретации ГИС. Кроме этого, MDT является прямым методом исследований продуктивных пластов, обеспечивая отбор флюидов с определением насыщения пластов (нефть, газ, вода), что в карбонатном разрезе по стандартным методам ГИС не всегда можно выполнить с достаточной достоверностью. В результате проведенных исследований уточнено строение башкирско-серпуховских и турне-фаменских продуктивных пластов, что может использоваться при построении ПДГТМ Маговского нефтегазоконденсатного месторождения.

Библиографический список

1. Путилов И.С., Потехин Д.В., Галкин В.И. Многовариантное 3D-моделирование с контролем качества реализаций для повышения достоверности геологических моделей // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 10. – С. 17–20.
2. Li H., Zhang J. Well log and seismic data analysis for complex pore-structure carbonate reservoir using 3D rock physics templates // Journal of Applied Geophysics. – 2018. – Vol. 151. – P. 175–183. DOI: 10.1016/j.jappgeo.2018.02.017
3. Использование гидродинамической модели при создании обратного конуса нефти в условиях влононефтяных зон / Р.Ф. Якупов, И.Н. Хакимзянов, В.В. Мухаметшин, Л.С. Кулешова // SOCAR Proceedings. – 2021. – № 2. – С. 54–61. DOI: 10.5510/OGP20210200496
4. Решина В.А., Галкин В.И., Галкин С.В. Применение комплексного учета петрофизических характеристик при адаптации геолого-гидродинамических моделей (на примере визейской залежи Гондыревского месторождения нефти) // Записки Горного института. – 2018. – Т. 231. – С. 268–274. DOI: 10.25515/PMI.2018.3.268
5. Beltiukov D.A., Kochnev A.A., Galkin S.V. The possibilities of combining different-scale researches in creating a rock permeability array in a reservoir simulation model of a deposit with a fractured-cavernous type of carbonate reservoir // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2022. – Vol. 1021(1). – P. 012027. DOI: 10.1088/1755-1315/1021/1/012027
6. Потехин Д.В., Путилов И.С. Применение нейронных сетей для интерпретации геофизических исследований скважин пермокарбонатной залежи Усинского месторождения нефти // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – № 4 (364). – С. 24–27. DOI: 10.33285/2413-5011-2022-4(364)-24-27
7. Галкин С.В., Сафин Д.К. О возможности использования многомерных статистических моделей при оценке открытой пористости // Нефть и газ. Вестник ПГУ. Пермь. – 2000. – Вып. 4. – С. 25–28.
8. Галкин С.В. Возможности статистической оценки систематического занижения определений пористости по данным ГИС при использовании частных петрофизических зависимостей // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2000. – № 8. – С. 17–20.
9. Заключение И.С., Путилов И.С. Прогноз коллекторов Падунского месторождения с использованием усовершенствованного способа сопоставления сейсмических атрибутов и скважинных данных // Геофизика. – 2021. – № 5. – С. 19–23.
10. Permeability dependency on stiff and compliant porosities: a model and some experimental examples / S. Shaniro, G. Khizhniak, V. Plotnikov, R. Niemann, P. Ilushin, S. Galkin // Journal of Geophysics and Engineering. – 2015. – Vol. 12, № 3. – P. 376–385. DOI: 10.1088/1742-2132/12/3/376
11. Improved X-ray computed tomography reconstruction of the largest fragment of the Antikythera Mechanism, an ancient Greek astronomical calculator / A. Pakzad, F. Iacoviello, A. Ramsey, R. Speller, J. Griffiths [et al.] // PLoS ONE. – 2018. – Vol. 13 (11). – P. e0207430. DOI: 10.1371/journal.pone.0207430
12. Estimation of heterogeneity of oil & gas field carbonate reservoirs by means of computer simulation of core x-ray tomography data / A.A. Efimov, S.V. Galkin, Ia.V. Savitckii, V.I. Galkin // Ecology, Environment and Conservation. – 2015. – Vol. 21 (Nov. Suppl.). – P. 79–85.
13. Experience of study of core from carbonate deposits by x-ray tomography / A.A. Efimov, Ia.V. Savitckii, S.V. Galkin, S. Shapiro // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т. 15, № 18. – С. 23–32. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.18.3
14. Evaluation of void space of complicated potentially oil-bearing carbonate formation using X-ray tomography and electron microscopy methods / S.V. Galkin, D.A. Martyshev, B.M. Osovetsky, K.P. Kazymov, H. Song // Energy Reports. – 2022. – № 8. – P. 6245–6257. DOI: 10.1016/j.egyr.2022.04.070
15. / Литолого-петрофизическая неоднородность карбонатных резервуаров Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции / О.В. Постникова, А.В. Постников, О.В. Сивальнева, К.Ю. Оленова, И.С. Путилов, Д.В. Потехин, А.Л. Саегтгаев // Труды Росийского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2021. – № 4 (305). – С. 5–20. DOI: 10.33285/2073-9028-2021-4(305)-5-20
16. Козырев Н.Д., Кочнев А.А. Определение и учет масштабного эффекта ядерного материала при геолого-гидродинамическом моделировании продуктивных карбонатных резервуаров // Геология в развивающемся мире: сборник научных трудов по материалам XIV Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых / отв. редактор И.С. Зорин. – Пермь, 2021. – С. 214–217.
17. Разницын А.В., Путилов И.С. Разработка методического подхода к выделению петрофизических типов сложнопостроенных карбонатных пород по данным лабораторного изучения керна // Недропользование. – 2021. – Т. 21, № 3. – С. 109–116. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.3.2
18. Мартюшев Д.А., Галкин С.В., Шелепов В.В. Влияние напряженного состояния горных пород на матричную и трещинную проницаемость в условиях различных литолого-фациальных зон турне-фаменских нефтяных залежей Верхнего Прикамья // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. – 2019. – № 5. – С. 44–52. DOI: 10.33623/0579-9406-2019-5-44-52
19. Martyshev D.A., Yurikov A. Evaluation of opening of fractures in the Logovskoye carbonate reservoir // Petroleum Research. – 2021. – Vol. 6 (2). – P. 137–143. DOI: 10.1016/j.ptres.2020.11.002
20. Статистическая оценка достоверности определения фильтрационных параметров пласта с применением кривых стабилизации давления и анализа добычи в различных геолого-физических условиях / И.Н. Пономарева, В.И. Галкин, Д.А. Мартюшев, И.А. Черных, К.А. Черный, С.В. Галкин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М., 2020. – № 11 (347). – С. 63–67. DOI: 10.30713/2413-5011-2020-11(347)-63-67
21. Шакиров А.А. Метод и технология ГДК-ОПК. Перспективы дальнейшего развития // Нефть. Газ. Новации. – 2020. – № 3 (232). – С. 40–43.
22. Применение испытателей пластов на кабеле нового поколения для оценки характера насыщения сложных коллекторов Верхнеочонского месторождения / А.Ф. Латыпов, П.Д. Вейнхебер, Л.Г. Абдрахманова, Е.А. Карпекин, В.А. Блинов, Я.И. Гордеев, С.О. Маслов // Недропользование XXI ВЕК. – 2021. – № 4 (29). – С. 42–44.
23. Каган К.Г., Самойленко А.Ю. Опыт применения современных методов гидродинамических исследований скважин в открытом стволе // Актуальные проблемы нефтегазовой отрасли. – Волгоград, 2020. – С. 188–196.
24. Бывков Е.С., Торин С.С. Оценка свойств пластовых флюидов на ранних этапах разработки нефтяных месторождений с использованием пластоиспытателя // Актуальные вопросы и инновационные решения в нефтегазовой отрасли. – Самара, 2021.
25. Опыт использования модульного пластоиспытателя для решения различных геологических задач / И.Т. Диялиров, М.Р. Абунагимов, Р.У. Исянгулов, А.М. Мустафин, В.А. Змановский, Н.Н. Лукьянов // Каротажики. – 2020. – № 2 (302). – С. 63–77.

26. Шакиров А.А., Даниленко В.Н. Современное состояние аппаратуры и методики испытания пластов и отбора приборами на кабеле // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – № 2. – С. 46–49.
27. Шакиров А.А., Шараев А.П. Аппаратурно-методический комплекс прямых методов исследования скважин // Нефть. Газ. Новации. – 2015. – № 2. – С. 32–34.
28. Возможности количественных оценок промысловых параметров нефтегазовых залежей испытателями пластов на кабеле / В.В. Рыбальченко, Н.Р. Ситдииков, В.Н. Хоштария, Н.В. Вовк, С.Е. Дмитриев, М.Д. Ивашин, Н.М. Свихнушин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море. – 2016. – № 12. – С. 32–40.
29. Акрам Х., Ашуров В. Обзор гидродинамических исследований скважин в открытом и обсаженном стволе модульными испытателями пластов MDT/CHDT // Нефтегазовое обозрение. – 2005. – Весна. – С. 30–45.
30. Шакиров А.А. Пробоотборники для нефтегазовых скважин // Каротажник. – 2019. – Т. 7(265). – С. 159–162.
31. Развитие аппаратуры гидродинамического каротажа и опробования пластов / А.А. Шакиров, А.П. Шараев, Е.М. Мурзаков, Р.М. Башарова // Тверь. – 2011. – № 5 (203). – С. 202–208.
32. Анализ результатов исследований пластовыми испытателями на кабеле в условиях сложнопостроенных карбонатных коллекторов / А.Л. Айгильдин, Г.Р. Аминова, А.О. Зубик, О.Е. Кучурина // Экспозиция. Нефть. Газ. – Уфа, 2022. – № 4 (89). – С. 33–37. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-4-33-37
33. Саттаров А.И., Михеев М.Л. Перспективы Российского сервиса с применением аппаратуры Schlumberger // Новая техника и технологии для трудноизвлекаемых запасов углеводородов. – Уфа, 2022. – С. 19–23.
34. Тышкунув В.В., Максаков В.А., Оспов Д.В. Выделение коллекторов по геофизическим данным // Современные проблемы лингвистики и методики преподавания на русском языке в вузе и школе. – 2022. – № 40. – С. 778–783.
35. Сребродольская М.А. Особенности проведения каротажа в процессе бурения горизонтальных скважин для оценки фильтрационно-емкостных свойств горных пород // Труды российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2019. – № 1 (294). – С. 45–57. DOI: 10.33285/2073-9028-2019-1(294)-45-57
36. Шакиров А.А., Гуторов Ю.А. Современный геофизический информационно-коммуникационный комплекс для гидродинамических исследований коллекторов нефти и газа. – Уфа: УГНТУ, 2012. – С. 374.
37. Reservoir compartmentalization and fluid property determination using a modular dynamic tester (MDT): case study of an Algerian oil field / H. Belhouchet, M. Benzagouta, A. Dobbi, E. Mazouz, N. Achi, Duplay Joelle, M. Khodja // Hal open science. – 2021. DOI: 10.1007/s41207-020-00216-5
38. Manish K.L., Viet Hoang Tran, Larry E. Drennan. Challenges and Values of Formation Testing in Tight Sand in Monterey Formation Using Modular Dynamic Tester (MDT) // Online Journal for E&P Geoscientists. – 2015.
39. Costaschuk J., Halverson D., Robertson A. Cross discipline use of the Modular Formation Dynamics Tester (MDT) in the North Sea // Petrophysicist. – 2021.
40. Belhouchet H., Benzagouta M. Reservoir compartmentalization and fluid property determination using a modular dynamic tester (MDT): case study of an Algerian oil field // Euro-Mediterranean Journal for Environmental Integration. – 2021. DOI: 10.1007/s41207-020-00216-5
41. Mattax C.C., Dalton R.L. Reservoir Simulation. – SPE, Monograph: Henry L. Daherty Series, 2000.
42. Baouche R., Nedjar A. The use of the Modular Dynamic Tool In petrophysical parameters evaluation: application to the Bir-Berkine reservoirs. – Algeria. – Department of Geophysic, University of Boumerdes, 2019.
43. Zahid M. MDT job planning and interpretation // Petrophysicist. – 2021.
44. Dussan V.E.B., Sharma Y. Analysis of the Pressure Response of a Single-Probe Formation Tester // SPE 160801. – 2002. DOI: 10.2118/16801-PA

References

1. Putilov I.S., Potekhin D.V., Galkin V.I. Mnogovariantnoe 3D-modelirovanie s kontrolom kachestva realizatsii dlia povysheniia dostovernosti geologicheskikh modelei [Multiple 3D modelling with quality surveillance of realizations to increase reliability of geological models]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nef'tianyykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2015, no. 10, pp. 17–20.
2. Li H., Zhang J. Well log and seismic data analysis for complex pore-structure carbonate reservoir using 3D rock physics templates. *Journal of Applied Geophysics*, 2018, vol. 151, pp. 175–183. DOI: 10.1016/j.jappgeo.2018.02.017
3. Iakupov R.F., Khakimzianov I.N., Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S. Ispol'zovanie gidrodinamicheskoi modeli pri sozdanii obratnogo konusanef'ti v usloviakh vodoneft'ianyykh zon [Hydrodynamic model application to create a reverse oil cone in water-oil zones]. *SOCAR Proceedings*, 2021, no. 2, pp. 54–61. DOI: 10.5510/OGP20210200496
4. Repina V.A., Galkin V.I., Galkin S.V. Primenenie kompleksnogo ucheta petrofizicheskikh kharakteristik pri adaptatsii geologo-gidrodinamicheskikh modelei (na primere vizeiskoi zalezhi Gondyrevskogo mestorozhdeniia nef'ti) [Complex petrophysical correction in the adaptation of geological hydrodynamic models (on the example of Visean pool of Gondyrev oil field)]. *Zapiski Gornogo instituta*, 2018, vol. 231, pp. 268–274. DOI: 10.25515/PMI.2018.3.268
5. Beltiukov D.A., Kochnev A.A., Galkin S.V. The possibilities of combining different-scale researches in creating a rock permeability array in a reservoir simulation model of a deposit with a fractured-cavernous type of carbonate reservoir. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2022, vol. 1021(1), 012027 p. DOI: 10.1088/1755-1315/1021/1/012027
6. Potekhin D.V., Putilov I.S. Primenenie neironnykh setei dlia interpretatsii geofizicheskikh issledovaniy skvazhin permokarbonovoi zalezhi Usinskogo mestorozhdeniia nef'ti [Neural networks use for interpretation of wells geophysical surveys of Permian carboniferous deposit in the Usinsk oil field]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nef'tianyykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2022, no. 4 (364), pp. 24–27. DOI: 10.33285/2413-5011-2022-4(364)-24-27
7. Galkin C.B., Safin D.K. O vozmozhnosti ispol'zovaniia mnogomernyykh statisticheskikh modelei pri otsenke otkrytoi poristosti [On the possibility of using multidimensional statistical models in estimating open porosity]. *Neft' i gaz. Vestnik PGTU. Perm'*, 2000, iss. 4, pp. 25–28.
8. Galkin S.V. Vozmozhnosti statisticheskoi otsenki sistematicheskogo zanizheniia opredelenii poristosti po dannym GIS pri ispol'zovanii chastnykh petrofizicheskikh zavisimostei [Possibilities of statistical assessment of systematic underestimation of porosity determinations according to well logging data using partial petrophysical dependencies]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nef'tianyykh mestorozhdenii*, 2000, no. 8, pp. 17–20.
9. Zakliuchnov I.S., Putilov I.S. Prognoz kollektorov Padunskogo mestorozhdeniia s ispol'zovaniem usovershenstvovannogo sposoba sopostavleniia seisnicheskikh atributov i skvazhinnykh dannykh [Using an improved reservoir prediction method based on seismic attributes and well data comparison for reservoir prediction (Padunskoe oilfield)]. *Geofizika*, 2021, no. 5, pp. 19–23.
10. Shapiro S., Khizhniak G., Plotnikov V., Niemann R., Ilushin P., Galkin S. Permeability dependency on stiff and compliant porosities: a model and some experimental examples. *Journal of Geophysics and Engineering*, 2015, vol. 12, no. 3, pp. 376–385. DOI: 10.1088/1742-2132/12/3/376
11. Pakzad A., Iacoviello F., Ramsey A., Speller R., Griffiths J. et al. Improved X-ray computed tomography reconstruction of the largest fragment of the Antikythera Mechanism, an ancient Greek astronomical calculator. *PLoS ONE*, 2018, vol. 13 (11), e0207430 p. DOI: 10.1371/journal.pone.0207430
12. Efimov A.A., Galkin S.V., Savitskii I.A.V., Galkin V.I. Estimation of heterogeneity of oil & gas field carbonate reservoirs by means of computer simulation of core x-ray tomography data. *Ecology, Environment and Conservation*, 2015, vol. 21 (Nov. Suppl.), pp. 79–85.
13. Efimov A.A., Savitskii I.A.V., Galkin S.V., Shapiro S. Experience of study of core from carbonate deposits by x-ray tomography. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neft'egazovoe i gornoe delo*, 2016, vol. 15, no. 18, pp. 23–32. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.18.3
14. Galkin S.V., Martynushev D.A., Osovetsky B.M., Kazymov K.P., Song H. Evaluation of void space of complicated potentially oil-bearing carbonate formation using X-ray tomography and electron microscopy methods. *Energy Reports*, 2022, no. 8, pp. 6245–6257. DOI: 10.1016/j.egy.2022.04.070
15. Postnikova O.V., Postnikov A.V., Sival'neva O.V., Olenova K.Iu., Putilov I.S., Potekhin D.V., Saetgaraev A.D. Litologo-petrofizicheskaia neodnorodnost' karbonatnykh rezervuarov Timano-Pechorskoi nef'tegazonosnoi provintsii [Lithological and petrophysical heterogeneity of carbonate reservoirs of Timan-Pechora oil and gas province]. *Trudy Rossiiskogo gosudarstvennogo universiteta nef'ti i gaza imeni I.M. Gubkina*, 2021, no. 4 (305), pp. 5–20. DOI: 10.33285/2073-9028-2021-4(305)-5-20
16. Kozyrev N.D., Kochnev A.A. Opredelenie i ucheta masshtabnogo efekta kernovogo materila pri geologo-gidrodinamicheskom modelirovanii produktivnykh karbonatnykh rezervuarov [Determination and accounting of the scale effect of core material in geological-hydrodynamic modeling of productive carbonate reservoirs]. *Geologiya v razvivaiushchemsya mire: sbornik nauchnykh trudov po materialam XIV Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii studentov, aspirantov i molodykh uchennykh. Ed. Zorin I.S. Perm'*, 2021, pp. 214–217.
17. Raznitsyn A.V., Putilov I.S. Razrabotka metodicheskogo podkhoda k vydeleniiu petrofizicheskikh tipov slozhnopostroennykh karbonatnykh porod po dannym laboratorno-go izucheniia kerna [Development of a methodological approach to identifying petrophysical types of complicated carbonate rocks according to laboratory core studies]. *Nedropol'zovanie*, 2021, vol. 21, no. 3, pp. 109–116. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.3.2
18. Martiushhev D.A., Galkin S.V., Shelepov V.V. Vliianie napriazhennogo sostoiianiia gornykh porod na matrichnuiu i treshchinnuiu pronitsaemost' v usloviakh razlichnykh litologo-fatsial'nykh zon turne-famenskikh nef'tianyykh zalezhei Verkhnego Prikam'ia [The influence of the stress state of rocks on the matrix and fracturing Permeability in the conditions of various lithologic-facial zones of the Turn-Famen oil deposits of the Upper Kama region]. *Vestnik Moskovskogo universiteta. Geologiya*, 2019, no. 5, pp. 44–52. DOI: 10.33623/0579-9406-2019-5-44-52

19. Martyshev D.A., Yurikov A. Evaluation of opening of fractures in the Logovskoye carbonate reservoir. *Petroleum Research*, 2021, vol. 6 (2), pp. 137-143. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2020.11.002
20. Ponomareva I.N., Galkin V.I., Martyshev D.A., Chernykh I.A., Chernyi K.A., Galkin S.V. Statisticheskaya otsenka dostovernosti opredeleniia fil'tratsionnykh parametrov plastov s primeneniem krivyykh stabilizatsii davleniia i analiza dobychi v razlichnykh geologo-fizicheskikh usloviakh [Statistical assessment of the reliability of determining formation filtering parameters using pressure stabilization curves and analysis of production under different geological-physical conditions]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nef'tnykh i gazovykh mestorozhdenii*. Moscow, 2020, no. 11 (347), pp. 63-67. DOI: 10.30713/2413-5011-2020-11(347)-63-67
21. Shakirov A.A. Metod i tekhnologiya GDK-OPK. Perspektivy dal'neishego razvitiia. [Methods and procedures of wireline formation logging and formation testing. perspectives with their future development]. *Nef't. Gaz. Novatsii*, 2020, no. 3 (232), pp. 40-43.
22. Latypov A.F., Veinkheber P.D., Abdrakhmanova L.G., Karpekin E.A., Blinov V.A., Gordeev Ia.I., Maslov S.O. Primenenie ispytatelei plastov na kabele novogo pokoleniia dlia otsenki kharaktera nasyshcheniia slozhnykh kollektorov Verkhnechonoskogo mestorozhdeniia [The use of new generation wireline formation testers to assess the saturation nature of complex reservoirs of the Verkhnechonoskoye field]. *Nedropol'zovanie XXI vek*, 2021, no. 4 (29), pp. 42-44.
23. Kagan K.G., Samoilenko A.Iu. Opyt primeneniia sovremennykh metodov gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin v otkrytom stvole [Experience in the application of modern methods of hydrodynamic studies of wells in an open hole]. Aktual'nye problemy nef'tegazovoi otrasli. Volgograd, 2020, pp. 188-196.
24. Bykov E.S., Torin S.V. Otsenka svoystv plastovykh fluidov na rannikh etapakh razrabotki nef'tnykh mestorozhdenii s ispol'zovaniem plastoispytatelei [Evaluation of reservoir fluid properties at the early stages of oil field development using a formation tester]. *Aktual'nye voprosy i innovatsionnye resheniia v nef'tegazovoi otrasli*. Samara, 2021.
25. Diliavirov I.T., Abunagimov M.R., Isiangulov R.U., Mustafin A.M., Zmanovskii V.A., Luk'ianov N.N. Opyt ispol'zovaniia modul'nogo plastoispytatelei dlia resheniia razlichnykh geologicheskikh zadach [Experience of using the modular formation dynamics tester for solving different geological problems]. *Karotazhnik*, 2020, no. 2 (302), pp. 63-77.
26. Shakirov A.A., Danilenko V.N. Sovremennoe sostoianie apparatury i metodiki ispytaniia plastov i otbora priborami na kabele [The current state of equipment and methods for testing formations and sampling with wireline devices]. *Nef't. Gaz. Novatsii*, 2018, no. 2, pp. 46-49.
27. Shakirov A.A., Sharaev A.P. Apparaturno-metodicheskii kompleks priamykh me-todov issledovaniia skvazhin [Instrumental and methodological complex of direct methods of well survey]. *Nef't. Gaz. Novatsii*, 2015, no. 2, pp. 32-34.
28. Rybalchenko V.V., Sitdikov N.R., Khoshtariia V.N., Vovk N.V., Dmitriev S.E., Ivashin M.D., Svikhnushin N.M. Vozmozhnosti kolichestvennykh otsenok promyslovykh parametrov nef'tegazovykh zalezhei ispytatelemi plastov na kabele [Possibilities of quantitative evaluation of field parameters of oil and gas deposits by wireline formation testers]. *Stroitel'stvo nef'tnykh i gazovykh skvazhin na sushe i more*, 2016, no. 12, pp. 32-40.
29. Akram Kh., Ashurov V. Obzor gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin v otkrytom i obsazhennom stvole modul'nymi ispytatelemi plastov MDT/CHDT [Overview of hydrodynamic studies of wells in open and cased holes with modular formation testers MDT/CHDT]. *Nef'tegazovoe obozrenie*. Vesna 2005, pp. 30-45.
30. Shakirov A.A. Probootborniki dlia nef'tegazovykh skvazhin. [Samplers for oil and gas wells]. *Karotazhnik*, 2019, vol. 7(265), pp. 159-162.
31. Shakirov A.A., Sharaev A.P., Murzakov E.M., Basharova R.M. Razvitie apparatury gidrodinamicheskogo karotazha i oprobovaniia plastov [Development of equipment for hydrodynamic logging and formation testing]. Tver', 2011, no. 5 (203), pp. 202-208.
32. Aigil'din A.L., Amineva G.R., Zubik A.O., Kuchurina O.E. Analiz rezul'tatov issledovaniy plastovymi ispytatelemi na kabele v usloviakh slozhnopoastroennykh karbonatnykh kollektorov [Analysis of the results of studies by reservoir testers on a cable in the conditions of complex carbonate reservoirs]. *Ekspozitsiia. Nef't. Gaz*. Ufa, 2022, no. 4 (89), pp. 33-37. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-4-33-37
33. Sattarov A.I., Mikheev M.L. Perspektivy Rossiiskogo servisa s primeneniem apparatury Schlumberger [Prospects for Russian service using Schlumberger equipment]. Novaia tekhnika i tekhnologii dlia trudnoizvlekaemykh zapasov uglevodorodov. Ufa, 2022, pp. 19-23.
34. Tyshkunov V.V., Maksakov V.A., Osipov D.V. Vydelenie kollektorov po geofizicheskim dannym [Identification of reservoirs by geophysical data]. *Sovremennye problemy lingvistik i metodiki prepodavaniia na russkom iazyke v vuze i shkole*, 2022, no. 40, pp. 778-783.
35. Srebrodol'skaia M.A. Osobennosti provedeniia karotazha v protsesse bureniia go-rizontal'nykh skvazhin dlia otsenki fil'tratsionno-emoznoykh svoystv gornyykh porod [Features of logging while drilling in horizontal wells to estimate reservoir properties]. *Trudy rossiiskogo gosudarstvennogo universiteta nef'ti i gaza imeni I.M. Gubkina*, 2019, no. 1 (294), pp. 45-57. DOI: 10.33285/2073-9028-2019-1(294)-45-57
36. Shakirov A.A., Gutorov Iu.A. Sovremennyi geofizicheskii informatsionno-kommunikatsionnykh kompleks dlia gidrodinamicheskikh issledovaniy kollektorov nef'ti i gaza [Modern geophysical information and communication complex for hydrodynamic studies of oil and gas reservoirs]. Ufa: Ufimskii gosudarstvennyi nef'tianoi tekhnicheskii universitet, 2012, 374 p.
37. Belhouche H., Benzagouta M., Dobbi A., Mazouz E., Achi N., Joelle Duplay, Khodja M. Reservoir compartmentalization and fluid property determination using a modular dynamic tester (MDT): case study of an Algerian oil field. Hal open science, 2021. DOI: 10.1007/s41207-020-00216-5
38. Manish K.L., Viet Hoang Tran, Larry E. Drennan. Challenges and Values of Formation Testing in Tight Sand in Monterey Formation Using Modular Dynamic Tester (MDT). *Online Journal for E&P Geoscientists*, 2015.
39. Costaschuk J., Halverson D., Robertson A. Cross discipline use of the Modular Formation Dynamics Tester (MDT) in the North Sea. *Petrophysicist*, 2021.
40. Belhouche H., Benzagouta M. Reservoir compartmentalization and fluid property determination using a modular dynamic tester (MDT): case study of an Algerian oil field. *Euro-Mediterranean Journal for Environmental Integration*, 2021. DOI: 10.1007/s41207-020-00216-5
41. Mattax C.C., Dalton R.L. Reservoir Simulation. SPE, Monograph: Henry L. Daherty Series, 2000.
42. Baouche R., Nedjari A. The use of the Modular Dynamic Tool In petrophysical parameters evaluation: application to the Bir-Berkinne reservoirs. Algeria. Department of Geophysic, University of Boumerdes, 2019.
43. Zahid M. MDT job planning and interpretation. *Petrophysicist*, 2021.
44. Dussan V.E.B., Sharma Y. Analysis of the Pressure Response of a Single-Probe Formation Tester. *SPE 160801*, 2002. DOI: 10.2118/16801-PA

Финансирование. Исследование выполнено в рамках гранта Президента Российской Федерации для государственной поддержки ведущих научных школ Российской Федерации (грант № НШ-1010.2022.1.5).

Конфликт интересов. Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Вклад автора 100 %.