



РАЗВИТИЕ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.Э. Измайлова

ООО «Уфимский научно-технический центр», 450076, Уфа, ул. Аксакова, 59, Республика Башкортостан, Россия
e-mail: Izmaylova.anna21@mail.ru

В статье рассматривается метод петрофизических исследований, получивший развитие в начале XXI века. Приводятся данные, связанные с изучением Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. На примере Ромашкинского месторождения показано, как использование петрофизических характеристик позволило уточнить интерпретацию геофизических исследований скважин. Сделан вывод об актуальности использования этого метода при анализе состояния запасов полезных ископаемых на месторождениях Волго-Уральской провинции.

Технология автоматического восстановления свойств, коэффициенты песчанистости, алевролитистости, глинистости, кондиционные значения, история науки и техники

DEVELOPMENT OF METHODS FOR INCREASING OIL RECOVERY OF HARD-TO-RECOVER RESERVES OF THE ROMASHKINSKOE FIELD

A.E. Izmaylova

Ufa Scientific and Technical Center, Aksakov Str., 59, Ufa, 450076, Republic of Bashkortostan, Russia
e-mail: Izmaylova.anna21@mail.ru

The article discusses the method of petrophysical research, which was developed at the beginning of the XXI century. The study provides data related to the study of the Volga–Ural oil and gas province. Using the example of the Romashkinskoe field, it is shown how the use of petrophysical characteristics made it possible to clarify the interpretation of geophysical studies of wells. The conclusion is made about the relevance of using this method in analyzing the state of mineral reserves in the deposits of the Volga-Ural province.

Technology of automatic restoration of properties, coefficients of sandiness, siltiness, clayiness, conditioned values, history of science and technology

ВВЕДЕНИЕ

Проблема истощения и трудноизвлекаемых нефтяных ресурсов, а также снижения их качества, в последнее время становится все более актуальной. Это связано с непосредственной исчерпаемостью нефти. Поэтому по отношению к скважинам применяются термины «убыточные», «нерентабельные». Все это требует применения новых систем разработки, которые обеспечат технологически возможное извлечение остаточных запасов нефти. Создание таких технологий – актуальная научно-техническая задача. Одно из решений возможно на основе методов петрофизических исследований, получивших развитие в настоящее время. Цель данной статьи – показать на примере одного из месторождений, как

использование петрофизических характеристик позволило уточнить интерпретацию геофизических исследований скважин и помогло обеспечить прирост объемов извлекаемых запасов нефти. Использование современных эффективных методов, инновационных технологий, развитие методов геофизических исследований позволит увеличить нефтеотдачу трудноизвлекаемых и истощенных запасов.

Поиском эффективных методов разработки занимаются многие исследователи. В девяностые годы XX века активно занимался поиском развития нефтедобывающих регионов с истощающимися углеводородными ресурсами Башкирский научно-исследовательский и проектный институт нефтяной промышленности (БАШНИПИнефть) в содружестве с «ТатНИПИнефть», «ПермНИПИнефть» и др. [Проблемы..., 1989].

В диссертации В.М. Тарасюка [2000] рассматриваются проблемы повышения эффективности нефтегазодобывающего производства на основе применения методов нефтеотдачи.

Вопросы разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов, влияние особенностей геологического строения и техногенные изменения характеристик пласта на выработку запасов нефти зависят от того, насколько выбраный метод, система размещения скважин и технология процесса учитывают реальное состояние и природный фактор остаточных запасов нефти.

В институте «ТатНИПИнефть» совместно с ООО «Геоинформационные технологии и системы» создан и апробирован новый методологический подход, который открывает широкие возможности для проектирования и реализации дифференцированных и объектно-ориентированных систем разработки, обеспечивающих увеличение извлекаемых запасов нефти на поздней стадии разработки месторождений с неоднородным геологическим строением [Афанасьев, 2005].

В связи с необходимостью локализации остаточных запасов нефти и вовлечения их в активную разработку на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, было принято решение опробовать технологию автоматизированного восстановления свойств (ТАВС) в последней модификации с целью определения расширенных геологических данных по скважинам и выделения интервалов, прослоев с остаточной нефтью [Хусаинов, 2011].

В основе применяемых методик интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС) лежит представление о глубокозалегающей толще как о геологическом объекте, представленном породами, свойства которых непрерывно изменяются по всем направлениям. Изучение характера этого изменения в окоскважинном пространстве вдоль ствола скважины ряда параметров, описывающих структурные, минералогические и коллекторские свойства пород и их совместный анализ по группам скважин с применением технологии трехмерного сопоставления, позволяет исследовать геологический объект (рис. 1, а). Модель естественной радиоактивности учитывает вклад в показания кривой гамма-каротажа (ГК) песчаной, алевроитовой и глинистой структурных компонент скелета породы (рис. 1, б). Модель обоснована В.С. Афанасьевым и Г.А. Шнурманом [Проблемы..., 1989].

Согласно анализу петрофизической модели ГК на рис. 1, основная составляющая фракция – алевролитовая (Кал). В соответствии со стандартом интерпретации, по данным ГИС и описанием керна, пласты-коллекторы делятся на три типа: «Песчаник» (высокопродуктивный коллектор); «Алевролит» (среднепродуктивный коллектор); «Алевролит глинистый уплотненный и песчаник низкопористый» (низкопродуктивный коллектор).

а

б

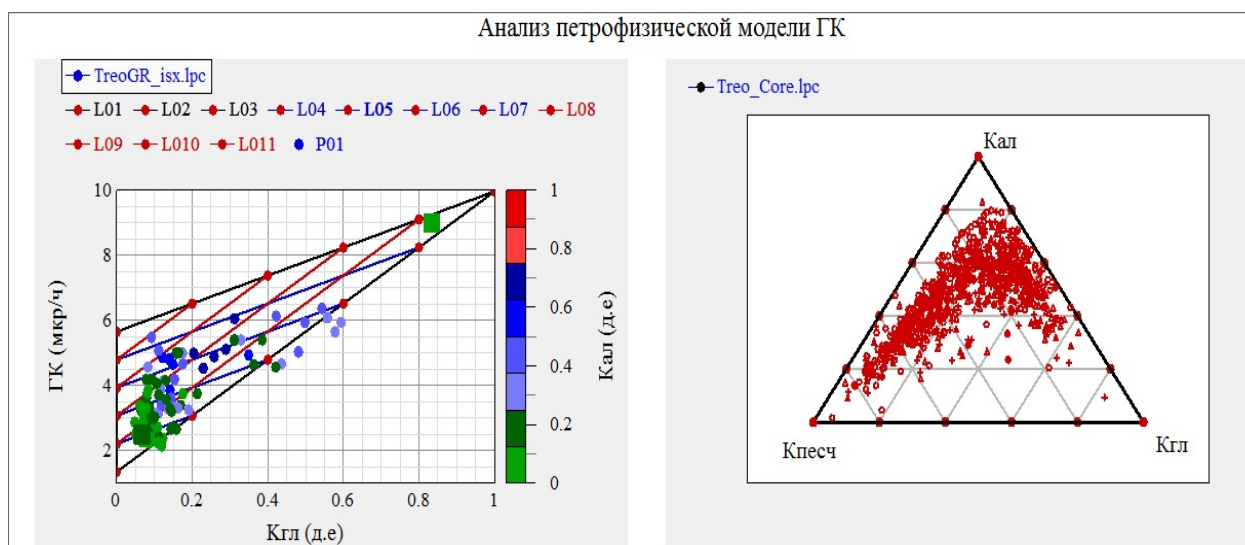


Рис. 1. Пример графиков для анализа петрофизической модели ГК (методика TABCS)

В связи с обширной площадью залежей Ромашкинского месторождения наблюдается изменчивость фациальных условий образования пород, а также типов коллекторов в едином пласте (различная упаковка зерен и различные типы коллекторов соответственно). Продуктивная толща характеризуется сложным структурным строением. В разрезе выделяются песчаные и алевролитовые тела, имеющие протяженность и гидродинамическую связь между собой. Основным принципом изучений отложений при геологическом и гидродинамическом моделировании и поиске остаточных извлекаемых запасов является выделение в разрезе песчано-алевролитовых тел на основе исследования структурно-минералогических и флюидальных моделей, синтезируемых в процессе интерпретации данных ГИС.

На основе заданных систем уравнений и констант была создана схема флюидального насыщения поровой среды в нефтегазовом прослое коллектора (1), а также объемная и флюидальная модели (2, 3):

$$1 = K_{\text{в.у}} + K_{\text{в.п}} + K_{\text{н(г)}} + K_{\text{но}}, \quad K_{\text{в}} + K_{\text{нг}} = 1; \quad (1)$$

$$1 = K_{\text{п}} + K_{\text{песч}} + K_{\text{ал}} + K_{\text{гл}} + K_{\text{ч}}; \quad (2)$$

$$1 = K_{\text{в.св}} + K_{\text{вп}} + K_{\text{н}} + K_{\text{но}}. \quad (3)$$

В системе Gintel, служащей для интерпретации ГИС, было выполнено построение многокомпонентной модели. Основное отличие технологии TABCS от стандартной интерпретации заключается в количестве определяемых параметров: помимо основных коэффициентов, получаемых при стандартной интерпретации ГИС, технология TABCS позволяет определить такие параметры как коэффициент остаточной нефтенасыщенности ($K_{\text{но}}$), коэффициент связанной воды ($K_{\text{в.св}}$), коэффициент песчаности ($K_{\text{песч}}$), коэффициент алевролитистости ($K_{\text{ал}}$, Калевр) (табл. 1). Далее при помощи программ и алгоритмов (в основе заложены значения кривой ГК) на планшете создаются кривые и колонки с кодами в соответствии со стандартом интерпретации (рис. 3) [Афанасьев, Афанасьев, 2018].

Таблица 1

Сопоставление двух возможностей интерпретации ГИС

№ п/п	Возможности	Технологии основанные на эмпирических зависимостях	Технологии основанные на обобщенных петрофизических моделях (ТАВС)
1.	Литологическое расчленение	Только в интервале пласта-коллектора	В интервале пласта-коллектора и во вмещающих породах терригенного разреза
2.	Определение ФЕС	Непрерывное по пласту-коллектору с шагом квантования 0.1, 0.2 м и т. д.	Непрерывное по всему разрезу с шагом квантования 0.1, 0.2 м и т. д.
3.	Определяемые параметры	Кп, Кгл, Кпр абс, Кпр абс, Кн, Кно, Кв. Доля связанной воды Кв.св не определяется	Кп, Кн, Кно, Кв, Кпр абс, Кв.св (Кв.св.э.+Кв.св.к.), Кпесч, Кал, Кгл.
4.	Определение проницаемости	$K_{пр} = f(K_{п} \text{ с учетом } K_{гл})$	$K_{пр} = f(K_{п}, K_{в.св})$

Блок-схема стандартной интерпретации ГИС эффективных толщин терригенной толщи девона и автоматических восстановлений свойств ТАВС представлена на рис. 2 и 3.

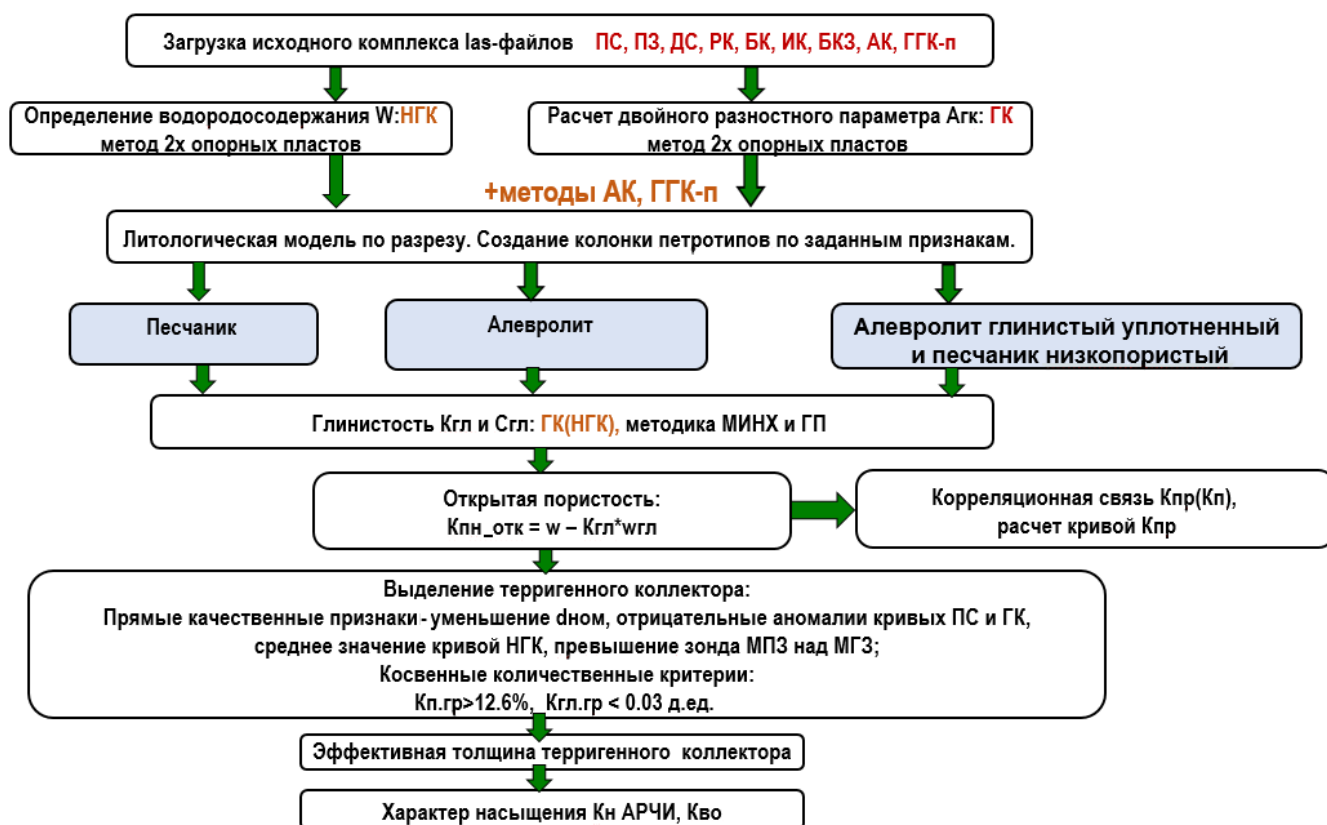


Рис. 2. Блок-схема стандартной интерпретации ГИС эффективных толщин терригенной толщи девона: Кпн_отк – коэффициент открытой пористости, Кгл – коэффициент глинистости, wгл – водородосодержание глин, Кп.гр – граничное значение коэффициента пористости, Кгл.гр – граничное значение коэффициента глинистости, Кпр – коэффициент проницаемости, Кн – коэффициент нефтенасыщенности



Рис. 3. Блок-схема интерпретации ГИС восстановлений свойств по методике ТАВС

На рисунке 4 показан планшет с интерпретацией ГИС по методике ТАВС с интерпретацией девонских отложений, сложенных переслаиванием кварцевых песчаников и алевролитов.

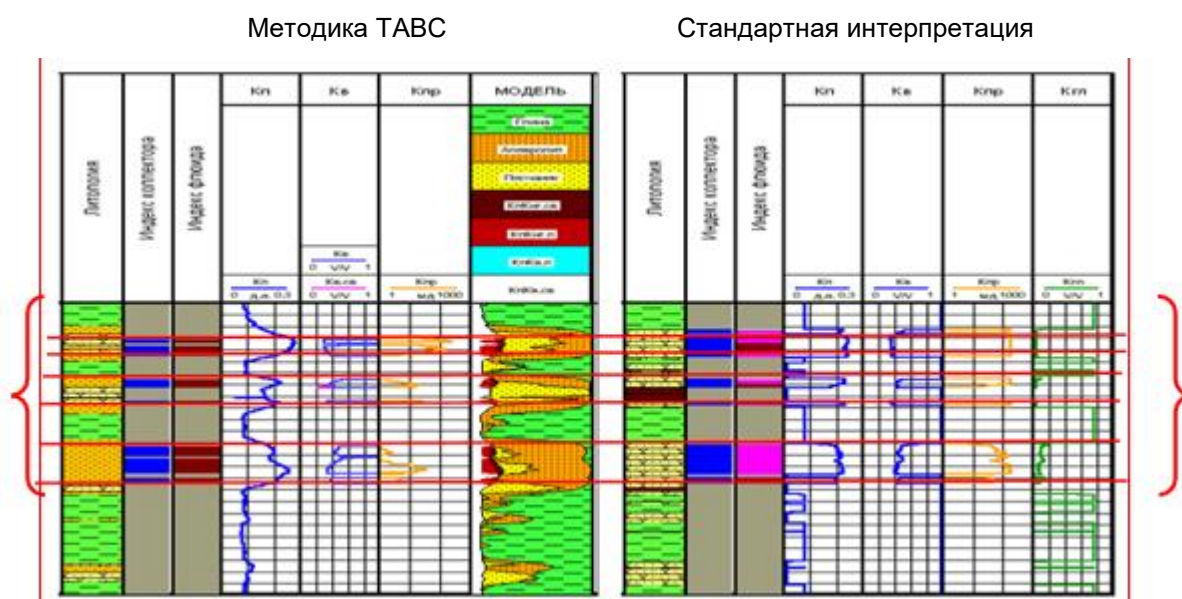


Рис. 4. Геологический разрез по скважине Павловской площади Ромашкинского месторождения

Из анализа данных, приведенных на рис. 3, видно, что результаты традиционной интерпретации данных ГИС недостаточны для построения трехмерной геологической модели отложений. Требуется оценка свойств не только пород коллекторов, но и отложений, вмещающих пласты-коллекторы. По выполненным технологиям TABC наблюдается уточнение эффективных толщин, разделение на типы коллекторов (песчаник, алевролит и т. д.), уточнение коэффициентов пористости K_p , проницаемости $K_{пр}$, нефтенасыщенности K_n , связанной воды $K_{св}$.

Появились новые факты притока из пластов с параметрами ниже принятых кондиционных значений, которые не объясняются классификацией, принятой для терригенного девона. По результатам интерпретации данных ГИС по методике TABC такие интервалы были оценены как коллекторы в породах, представленных литологическим типом – алевролитами – в разной степени песчанистыми и глинистыми. Пример сопоставления коэффициентов пористости, проницаемости и содержания связанной воды по данным ГИС и исследований керна представлен по скв. 775 Павловской площади (табл. 2). Достоверность полученных параметров оценивалась по нанесенным на кривые данным керна. Сопоставление данных керна с данными интерпретации ГИС и TABC представлены в табл. 2.

Таблица 2

**Сопоставление коэффициентов пористости по данным ГИС и исследованиям керна
по скв. 775Д Павловской площади**

	Пласт	КЕРН	TABC
K_p, %	а	21.6	22.3
	б ₁	21.5	21.3
	б ₂	19.3	23.5
	б ₃	–	21.4
	в	22.6	21.2
	г ₁	21.9	24.8
	г ₂₊₃	20.8	22.9
$K_{пр}$, мкм²	а	0.983	0.841
	б ₁	0.400	0.02–0.13
	б ₂	0.110	0.03–0.12
	б ₃	–	0.011
	в	0.954	0.282
	г ₁	1.149	1.379
	г ₂₊₃	0.975	1.009
$K_{св}$, %	а	9.1	9.8
	б ₁	15.3	22
	б ₂	29.9	24.5
	б ₃	–	36.8
	в	5.8	20.5
	г ₁	4.23	9
	г ₂₊₃	11.2	9.8

Например, по результатам пересчета геологических запасов по Павловской площади с использованием геологической модели, созданной на основе переинтерпретации, было определено увеличение балансовых запасов нефти на 7.09 %. Выявлено изменение структуры запасов в сторону увеличения с 61.1 до 65.1 % в нижней пачке пластов (в, г₁, г₂₊₃, д) горизонта Д₁ и снижение доли запасов с

38.9 до 34.6 % по верхним пластам (а, б₁, б₂, б₃). В целом причинами изменения интерпретации эффективных толщин горизонта Д₁ Павловской площади Ромашкинского месторождения явились:

1) уточнение емкостных параметров и начальной насыщенности коллектора горизонта Д₁ в результате детализации геологической модели после переинтерпретации геофизического материала по методике ТАВС;

2) выявление пропущенных при первичной интерпретации нефтенасыщенных интервалов и пропластков малой толщины (менее 1 м);

3) уточнение положения водонефтяного контакта;

4) расширение кондиционных значений пористости до 11 % (было 12.6 %), коэффициента проницаемости до 0.001 мкм² (было 0.03 мкм²).

Важно оценить применимость методики ТАВС на примере Ромашкинского месторождения.

Скважина 10994 – одна из старейших скважин Ромашкинского месторождения. По первичной интерпретации данных ГИС в верхней части пласта «б» коллекторская часть отсутствовала. После проведения исследований ТАВС в пласте был выделен коллекторский прослой, в который в последствии был введен горизонтальный ствол. После освоения пласта был получен приток безводной нефти. Сква. 10994г стала первой скважиной, пробуренной по результатам ТАВС (рис. 6).

Скважина 4828 – одна из скважин Павловской площади Ромашкинского месторождения. Скважина 19616 пробурена на депрессии на пласт «а». Оставлен открытый ствол. Скважину освоили под закачку. В результате увеличения пластового давления до 178 атм в скважине 4828 из пласта «а» получили фонтанный приток нефти (5 группа коллектора) (рис. 7).

Для более полного восстановления петрофизических закономерностей для терригенного девона так же были использованы дополнительные данные керна по ряду скважин для других площадей Ромашкинского месторождения.

Применение петрофизических связей ТАВС позволило достоверно оценить свойства конкретных пород в единой системе физико-геологических координат. Уточнилось геологическое строение пластов пашийского горизонта, начальные и остаточные балансовые и подвижные запасы нефти по классам пластов-коллекторов. Получены принципиально новые сведения о литофациальной неоднородности или слоистости выделенных пластов по толщине в разрезах большинства скважин. Информация в таком виде существует по каждой пробуренной скважине.

По площадям восточного сегмента Ромашкинского месторождения пласты-коллекторы 1-го класса обеспечили 77.4 % добычи всей нефти, 44.7 % – запасы нефти, заключенные в коллекторах 2, 3, 4 и 5-го классов, обеспечили 22.6 % добытой нефти [Афанасьев, 2018].

Сопоставление возможностей разных интерпретационных подходов (ранее разработанного стандарта интерпретации ГИС и методики ТАВС) показывает увеличение степени извлечения полезной информации из кривых геофизических исследований для построения геологической модели. Опыт исследований показал, что применение технологии переинтерпретации данных ГИС позволяет определить детали геологического строения пород, которые повышают достоверность строения трехмерных геологических моделей залежей углеводородов при изучении новых месторождений и длительно разрабатываемых залежей нефти и газа.

Афанасьев В.С., Афанасьев С.В. Теоретическое и экспериментальное обоснование определения относительной фазовой проницаемости по кривым капиллярного давления // Каротажник. – 2018. – № 6. – С. 50–72.

Проблемы геологии и разработки нефтяных месторождений в районах с истощающимися ресурсами и пути их решения: Сб. науч. трудов / Отв. ред. Е.В. Лозин. – Уфа: БашНИПИнефть, 1989. – 146 с.

Тарасюк В.М. Проблемы повышения эффективности нефтегазодобывающего производства на основе применения методов нефтеотдачи. Авт. дисс. на соис. уч. ст. канд. экон. наук. – Уфа, 2000.

Хусаинов В.М. Увеличение извлекаемых запасов нефти на поздней стадии разработки крупного нефтяного месторождения. Авт. дисс. на соис. уч. ст. докт. тех. наук. – М., 2011. – С. 27.

REFERENCES

Afanasyev S.V. Technology of complex reinterpretation of the data of geophysical studies of wells when creating a three-dimensional geological model of a long-developed deposit // Oil Industry. – 2005. – Vol. 2. – P. 12–17.

Afanasyev V.S., Afanasyev S.V. Theoretical and experimental validation for the evaluation of relative phase permeability from capillary pressure curves // Karotazhnik. – 2018. – Vol. 6. – P. 50–72.

Khusainov V.M. Increase in recoverable oil reserves at the late stage of development of a large oil field. DSci Thesis. – Moscow, 2011. – P. 27.

Problems of geology and development of oil fields in areas with dwindling resources and ways to solve them. Collection of scientific papers / Lozin E.V. (Ed.). – BashNIPIneft, Ufa, 1989. – 146 p.

Tarasyuk V.M. Problems of increasing the efficiency of oil and gas production based on the use of oil recovery methods. PhD Thesis. – Ufa, 2000.

КОРОТКО ОБ АВТОРЕ

ИЗМАЙЛОВА Анна Эмилевна – ведущий специалист ООО «Уфимского научно-технического центра». Основные научные интересы: история геофизических методов исследования скважин.

*Статья поступила 13 марта 2023,
принята к печати 14 апреля 2023*