

*Sotsialisticheskoy Revolyutsii (24–26 oktyabrya 1977 g.)* [Proceedings of the Session devoted to the 60th anniversary of the Great October Socialist Revolution (24–26 October 1977)], Baku, Elm Publ., 1978, p. 55.

12. Kovalevskiy S. A. *Gryazeveye vulkany Yuzhnogo Prikaspiya* [Mud volcanoes of the South Caspian Region], Kharkov, Azgostoptehizdat Publ., 1940. 200 p.

13. Rakhmanov R. R. *Gryazeveye vulkany i ikh znachenie v prognozirovanii neftegazonosnosti nedr* [Mud volcanoes and their significance in forecasting oil and gas subsoil]. Moscow, Nedra Publ., 1987. 176 p.

14. Savchenko V. P. *Formirovanie, razvedka i razrabotka mestorozhdeniy nefii i gaza* [Formation, exploration and development of oil and gas]. Moscow, Nedra Publ., 1977. 147 p.

15. Yakubov A. A., Alizade A. A., Zeynalov M. M. *Gryazeveye vulkany Azerbaydzhanskoy SSR* [Mud volcanoes of Azerbaijan SSR], Baku, Atlas Publ., 1971. 258 p.

## **ВЫДЕЛЕНИЕ НЕЙТРОННЫМИ МЕТОДАМИ НЕВЫРАБОТАННЫХ ПЛАСТОВ В НЕОДНОРОДНОМ РАЗРЕЗЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ ЗАЛЕЖИ СО СЛАБОМИНЕРАЛИЗИРОВАННЫМИ ВОДАМИ**

**Коноплев Юрий Васильевич**, доктор технических наук, профессор

Кубанский государственный университет  
350040, Российская Федерация, г. Астрахань, ул. Ставропольская, 149  
E-mail: metodsearch@geol.kubsu.ru

**Дембицкий Станислав Иосифович**, доктор технических наук, профессор

Кубанский государственный университет  
350040, Российская Федерация, г. Астрахань, ул. Ставропольская, 149  
E-mail: metodsearch@geol.kubsu.ru

Основным ограничением нейтронных методов, с которым исследователи сталкиваются при оценке выработки продуктивных пластов нефтяных залежей, является низкая минерализация пластовых вод. Считается, что наиболее эффективно эта задача решается при высокой пористости коллекторов и минерализации пластовой воды свыше 50–100 г/л. Опыт многолетнего геофизического контроля за разработкой нефтегазовой залежи IV продуктивного горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения показал, что при использовании специальных приемов ведения скважинных исследований поставленная задача успешно решается и при более низкой минерализации (от 15–30 г/л) пластовых вод в условиях неоднородного геологического разреза и многофазной фильтрации пластовых флюидов. В работе освещаются физические предпосылки нейтронных методов при выявлении невыработанных продуктивных пластов, требования к качеству геофизических материалов, технология скважинных исследований. Приводится пример выделения комплексом ГИС невыработанных пластов в одной из нефтяных скважин месторождения.

**Ключевые слова:** нефтегазовые залежи, насыщение коллекторов, выработка пластов, минерализация вод, нейтронные параметры

## **DETECTION OF NON-WORKED OUT STRATA IN OIL AND GAS DEPOSIT'S INHOMOGENEOUS SECTION WITH LOW-MINERALIZED WATERS BY USING NEUTRON METHODS**

***Konoplev Yuriy V.***

D.Sc. in Technology, Professor

Kuban State University

149, Stavropolskaya st., Krasnodar, 350040, Russian Federation

E-mail: metodsearch@geol.kubsu.ru

***Dembitskiy Stanislav I.***

D.Sc. in Technology, Professor

Kuban State University

149, Stavropolskaya st., Krasnodar, 350040, Russian Federation

E-mail: metodsearch@geol.kubsu.ru

The main restriction for neutron methods, which researchers faced with in process of exploring opening's estimation of oil deposits' productive strata, is low mineralization of bedded waters. It is considered that the most effective way to solve this problem is using high porosity reservoirs and mineralization of bedded water up to 50–100 g/l. The experience of long-term geophysical control under development of oil and gas deposit of Anastasievsko-Troitskoe field's IV productive horizon proved that in case of usage of special methods of conducting well researches, this formulated problem is successfully solved with lower mineralization (up to 15–30 g/l) of bedded waters in conditions of inhomogeneous geological section and multi-phased filtration of bedded fluids. In the following work are shown physical premises of neutron methods in detection of non-worked out productive strata, quality requirements of geophysical materials, technology of well explorations. An example of non-worked out strata's detection in one of field's oil well by using GIS complex is also given in this work.

**Key words:** oil and gas deposits, saturation of wells, working out of strata, water mineralization, neutron parameters

Одной из основных задач промыслово-геофизического контроля за выработкой нефтегазовых залежей является оперативная оценка остаточных запасов нефти и газа в каждой эксплуатационной скважине и по объекту разработки в целом. Традиционно эта задача решается комплексом геофизических исследований скважин (ГИС), решающую роль в котором занимают нейтронные методы НГК, ННК-т, ИННК. Методика оценки насыщенности коллекторов методами ГИС и специфика геофизических исследований при контроле за разработкой нефтегазовых залежей достаточно хорошо разработана [4, 6, 9, 12, 14]. Однако при оценке выработки залежей, длительное время находящихся в эксплуатации, а также в условиях неоднородности геологического разреза, низкой минерализации пластовой воды и многофазной фильтрации флюидов эта задача существенно усложняется [5, 7, 8, 13]. Рассмотрим возможности решения задачи на примере геофизического контроля за разработкой IV продуктивного горизонта меотиса Анастасиевско-Троицкого месторождения Западно-Кубанского прогиба, находящегося в эксплуатации более 50 лет.

Анастасиевско-Троицкое месторождение открыто в 1952 г., в промышленную эксплуатацию введено в 1954 г. По величине запасов углеводородов отно-

сится к крупным и до сих пор играет ведущую роль в развитии нефтедобычи района. Геологический разрез месторождения представлен песчано-глинистыми отложениями плиоцена и миоцена. В плиоценовых отложениях выявлены газо-конденсатные залежи (I–III горизонты), в миоценовых отложениях – нефтяные и нефтегазовые (IV–XVII горизонты) [11]. Основным промышленным объектом на протяжении всего периода эксплуатации является IV горизонт меотиса, залегающий на глубине 1,5–2,0 км. Залежь IV горизонта – пластовая, сводовая, и к началу разработки включала нефтяной слой толщиной от 20 м на Анастасиевском участке до 25 м на Троицком и обширную газовую шапку высотой 156 м. Плоскость водонефтяного контакта (ВНК) в залежи наклонена в юго-восточном направлении, его отметки изменялись от 1521 м на Анастасиевском до 1532 м на Троицком участках. Газонефтяной контакт (ГНК) практически горизонтален и отбивается на отметках 1501–1502 м.

По литологическому составу IV продуктивный горизонт меотиса разделяется на две части: верхнюю песчано-глинистую (ВПГЧ) и основную песчаную (ОПЧ). ВПГЧ, толщиной 20–25 м, сложена чередованием невыдержанных по площади, изменяющихся по толщине прослоев алевролитов, рыхлых песчаников и глин. ОПЧ, толщиной до 100 м, сложена мелкозернистыми сыпучими песками и алевролитами с редкими прослоями глин и крепких известковистых песчаников. Коллекторы IV горизонта месторождения отличаются высокой проницаемостью (0,5–2,5 Дарси), пористостью (32 %), однородностью. Глинистость ОПЧ IV горизонта составляет 6–10 %, ВПГЧ – от 10 до 40 %. Начальная нефтегазонасыщенность  $K_{НГ}^{нач}$  продуктивных пластов ОПЧ составляла 85–90 %, текущая  $K_{НГ}^{тек}$  при обводнении пластов уменьшалась до 38–40 %. Минерализация пластовых вод изменяется от 17 до 38 г/л.

Основным способом эксплуатации скважин на протяжении всего периода разработки являлся фонтанный. Гидродинамическая система IV горизонта и его строение обеспечивали фонтанирование скважин даже на завершающей стадии разработки залежи, которая продолжается и до настоящего времени.

Технологические схемы разработки залежи предусматривали опережающую выработку нефтяной части залежи при преимущественном вытеснении нефти водой с поддержанием дебитов нефтяных скважин, не допускающих прорыва водяных и газовых конусов [1, 2, 11]. Первоначально разработка залежи осуществлялась редкой сеткой скважин (40–60 га/скв), которая впоследствии была уплотнена в 5–6 раз. Интервалы перфорации располагались ближе к ГНК, так как, несмотря на большие размеры газовой шапки, ее энергетические ресурсы значительно меньше энергии водонапорной системы. В дальнейшем, в целях регулирования положения ГНК (равномерного опускания ГНК и подъема ВНК), осуществлялся отбор свободного газа из газовой шапки и закачка воды в центральную газонасыщенную часть. Однако эти мероприятия не приостановили процесс внедрения нефтяного слоя в газовую шапку, и к концу семидесятых годов остаточный нефтяной слой полностью переместился в пески газовой шапки на Троицкой и наполовину на Анастасиевской площади. К началу 90-х гг. объем внедрения остаточных запасов нефти в газовую шапку достиг 70 %, а обводненность продукции составила 30–35 %. К этому периоду перенос интервалов перфорации скважин, как мероприятие по регулированию обводненности продукции, было исчерпано, и дальнейшая перфорация осуществлялась по скважинам с частичной или полной изоляцией старых фильтров. В связи с падением пластового давления с первоначаль-

ных значений 15 мПа до 14 мПа и ниже, в 2004–2006 гг. на механизированный (газлифтный) способ добычи было переведено 80 % бывшего фонтанного фонда скважин. Обводненность продукции при этом достигла 80–95 %.

Указанные особенности геологического строения и технологических схем разработки нефтегазовой залежи IV горизонта привели к тому, что на завершающей стадии разработки в месторождении остается значительное количество невыработанных пластов, которые могут быть выявлены нейтронными методами ГИС и вовлечены в разработку без значительных капитальных затрат.

Разработанная технология выделения невыработанных пластов в неоднородном разрезе нефтегазовой залежи со слабоминерализованными водами реализуется в следующей последовательности.

На первом этапе работ оцениваются информационные возможности импульсных методов при определении характера насыщения коллекторов в условиях слабоминерализованных пластовых вод и производятся расчеты среднего времени жизни тепловых нейтронов  $\tau_{ПЛ}$  в зависимости от пористости, глинистости, нефтегазонасыщения пластов и минерализации пластовых вод [5, 7, 9, 10]. В результате таких исследований установлено, что для продуктивных пластов ОПЧ IV горизонта отличие нефтегазонасыщенных пластов от обводненных по параметру  $\tau_{ПЛ}$  составляет не менее 30–40 мкс (рис. 1), что примерно в 2 раза выше погрешностей измерений метода ИНК на границе ВНК.

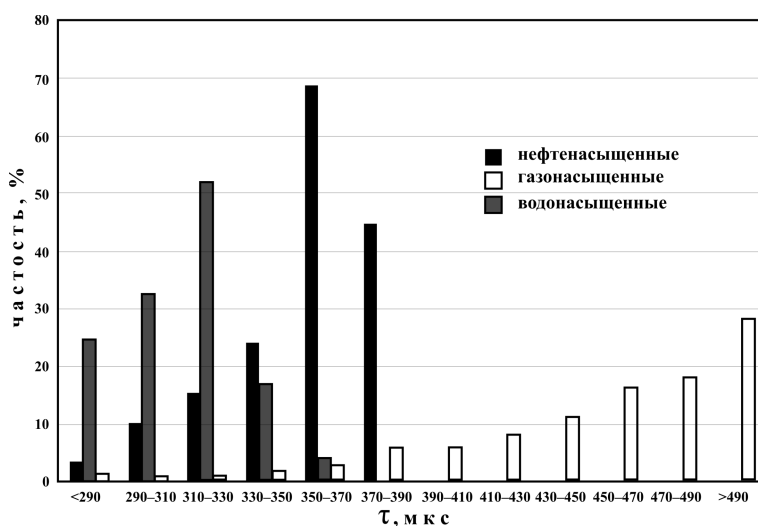


Рис. 1. Распределения параметра  $\tau$  для продуктивных пластов различного насыщения нефтегазовой залежи IV горизонта

Для выделения невыработанных пластов в глинистых коллекторах ВПГЧ IV горизонта используется зависимость между относительными значениями показаний гамма-каротажа и средним временем жизни тепловых нейтронов  $\tau_{ПЛ}$  (рис. 2). Из приведенных данных следует, что при глинистости пластов  $S_{ГЛ} < 20\%$  и отношении скоростей счета гамма-метода  $J_{\gamma}/J_{\gamma_{оп}} < 0,7$  разделение пластов по характеру насыщения производится однозначно, при глинистости  $S_{ГЛ} > 20–25\%$  появляется область неоднозначного разделения пластов на нефтенасыщенные и водонасыщенные.

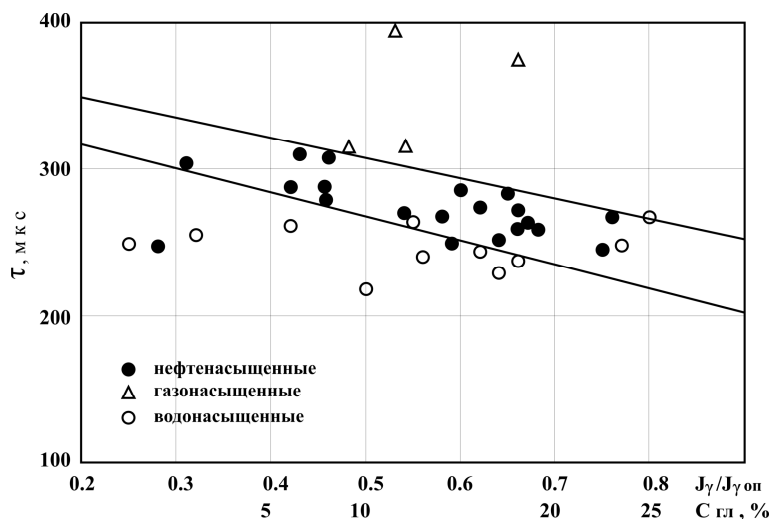


Рис. 2. Разделение глинистых коллекторов ВПГЧ IV горизонта по характеру насыщения

Газонасыщенные пласты в IV продуктивном горизонте выделяются однозначно, независимо от минерализации пластовых вод, при этом средние времена жизни тепловых нейтронов  $\tau_{ПД}$  в газонасыщенных пластах превышают, при равной глинистости, значения этого параметра в нефтяных пластах.

Если продуктивные пласты характеризуются повышенной глинистостью (25–30 %), то среднее время жизни тепловых нейтронов в них отличается не более чем на 10–12 мкс, в зависимости от насыщения их нефтью, водой или их смесью. Оценка текущего насыщения таких пластов является вероятностной, и они идентифицируются как водонасыщенные.

На рисунке 3 представлена гистограмма распределения параметра  $\tau_{ПД}$  в глинистых коллекторах ВПГЧ IV горизонта, при разработке которых получены притоки воды либо нефти с водой. Как следует из этих данных, водонасыщенным пластам соответствуют значения  $\tau_{ПД}$  140–160 мкс, реже 180 мкс, в водонефтенасыщенных пластах  $\tau_{ПД} \geq 160$ –200 мкс.

На следующем этапе работ определяются оптимальные условия проведения скважинных исследований нейтронными методами и допустимые погрешности измерений [3, 5, 8, 10, 15]. С учетом величины инструментальной погрешности  $\delta\tau = \pm 1$  %, используемой нами при контроле за разработкой Анастасиевско-Троицкого месторождения аппаратуры АИНК-42, критериями разделения невыработанных нефтяных пластов от обводненных являются:

- при изменении параметра  $\tau_{ПД}$  разделяемых пластов на величину  $\Delta\tau_{ПД} \geq 10$  мкс относительная погрешность  $\tau_{ПД}$  оценки среднего времени жизни тепловых нейтронов не должна превышать 2–2,5 %;
- при изменении параметра  $\tau_{ПД}$  на величину  $\Delta\tau_{ПД} \geq 20$  мкс относительная погрешность  $\tau_{ПД}$  может достигать 3,5–3,9 %.

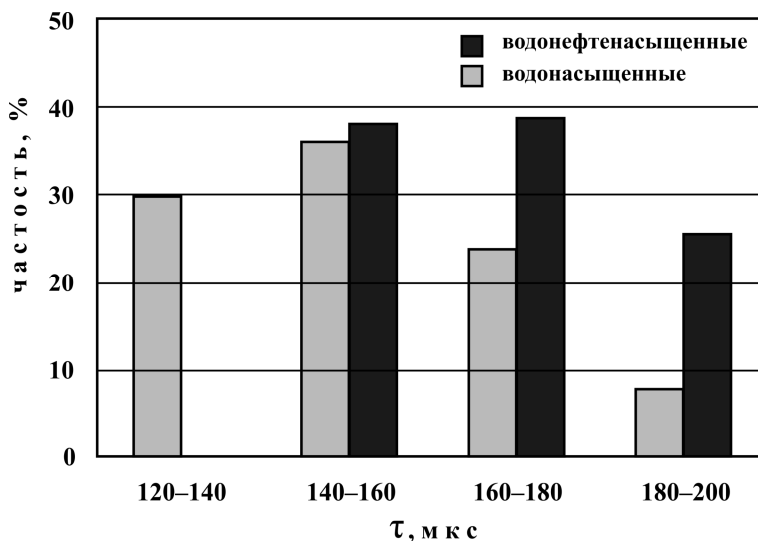


Рис. 3. Распределения параметра  $\tau$  в глинистых коллекторах ВПГЧ IV горизонта

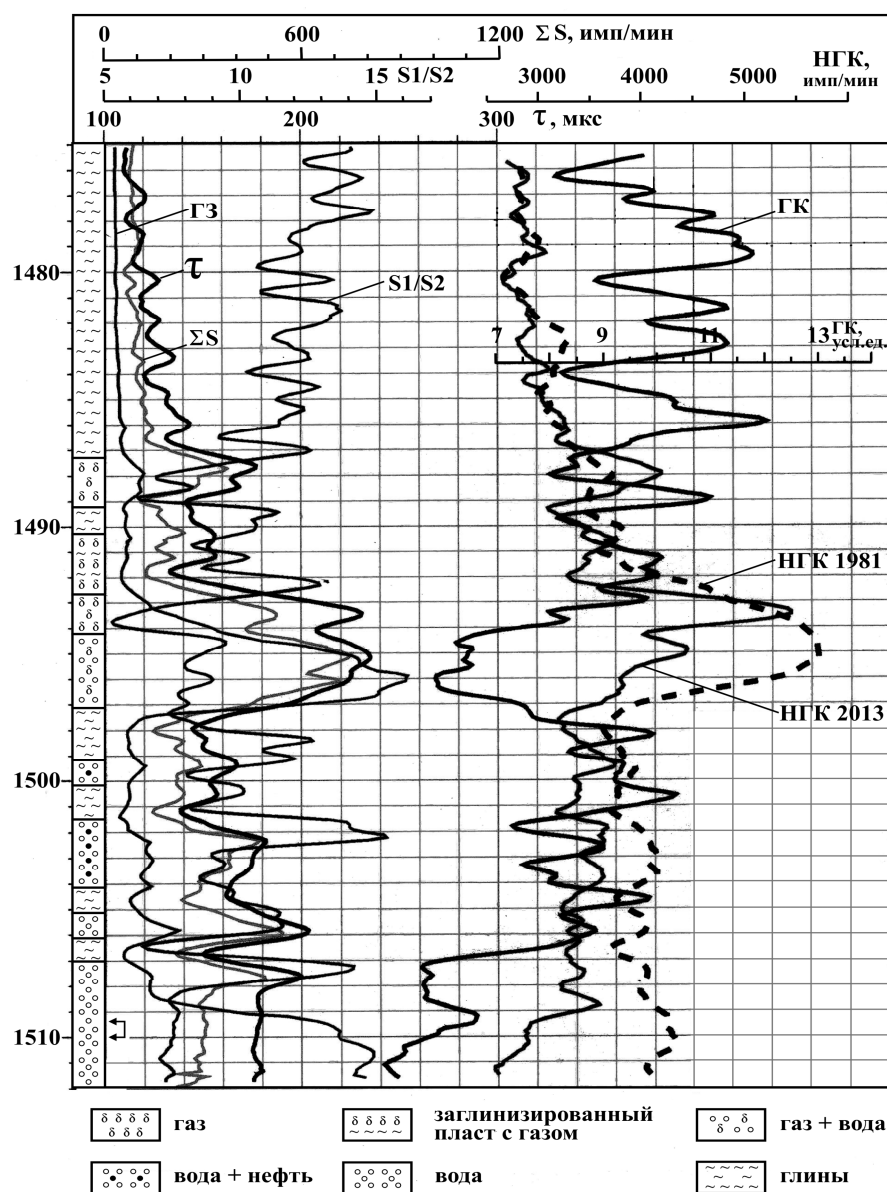
Требования к проведению измерений аппаратурой АИНК-42 заключаются в следующем:

- выход быстрых нейтронов в генераторной трубке –  $10^8$  нейтр/с;
- задержки в дифференциальных каналах от 470 мкс, ширина «окна» 64 мкс;
- погрешность регистрации  $\tau_{ПД}$  не более 3–4 %;
- дополнительная эталонировка аппаратуры в опорном пласте известного химического состава и постоянных значениях параметра  $\tau_{ПД}$ .

Пример выделения невыработанных пластов в ВПГЧ IV горизонта Троицкой площади представлен на рисунке 4.

Интервал исследования скважины – № 1676 1470–1510 м, первоначальный интервал перфорации нефтяного пласта – 1509,2–1510,0 м. В интервале 1493–1497 м газонасыщенные пласты к середине июня 2013 г. отмечаются снижением показаний временных замеров НГК за счет вытеснения газа водой. По показаниям метода ИНК (интегральному счету  $\Sigma S$  и отношению скоростей счета  $S1/S2$  на 2 зондах и величины  $\tau_{ПД}$ ) газ остается в интервале 1493–1494 м, а в интервале 1494–1497 м замещается нефтью с водой.

Интервалы 1505–1506 м и 1507–1508 м обводнены; значения  $\tau_{ПД}$  в них характерны для водонасыщенных пластов ОПЧ IV горизонта. В интервале 1497–1505 м пласты являются водонасыщенными со значением  $\tau_{ПД} \approx 170$ –180 мкс при глинистости 25–30 %. Такие значения  $\tau_{ПД}$  характерны для водонефтенасыщенных пластов в верхней песчаной части IV горизонта (см. рис. 3). По результатам этих измерений было принято решение не переносить первоначальный интервал перфорации и продолжить добычу продукции. В результате опробования была получена вода (96 %) с нефтью, что подтвердило сделанное заключение по скважине.



**Рис. 4.** Выделение невыработанных нефтяных пластов в разрезе скважины № 1676 площади Троицкой

За 10 лет системных исследований нефтегазовых скважин по описанной технологии выделения невыработанных нефтяных пластов эффективность оценки текущего насыщения, определяемая как отношение числа скважин, подтверждающих геофизические заключения, к общему числу исследований, составила:

- по скважинам основной песчаной части – 90 %;
- по скважинам верхней песчано-глинистой части – 67 %.

Таким образом, выделение импульсными методами ГИС невыработанных продуктивных пластов нефтегазовых залежей со слабоминерализован-

ными пластовыми водами возможно при выполнении следующих технологических операций.

1. Расчет нейтронных характеристик конкретных нефтегазопроисловых объектов переменного компонентного состава, насыщения коллекторов и условий многофазной фильтрации пластовых флюидов.

2. Установление для нефтегазонасыщенных коллекторов парных и множественных связей среднего времени жизни тепловых нейтронов  $\tau_{ПД}$  с петрофизическими параметрами пласта, характеризующими геологические особенности и литологическую неоднородность промысловых объектов.

3. Выполняемые комплексы ГИС должны обеспечивать оценку первоначального насыщения коллекторов и положений ГНК и ВНК в открытом стволе скважины и систематическую оценку текущей нефтегазонасыщенности коллекторов и перемещений ГНК и ВНК в обсаженных скважинах. С целью корректировки интерпретационных моделей ИНК результаты геофизических исследований должны постоянно сопоставляться с данными нефтепромысловых опробований.

4. Технология скважинных исследований должна обеспечивать такое качество измерений нейтронными методами, при которых относительные погрешности регистрации среднего времени жизни тепловых нейтронов не должны превышать 2–4 %. Измерения аппаратурой АИНК должны производиться при величинах задержек в дифференциальном канале от 470 мкс и ширине «окна» 64 мкс. Эталонировка аппаратуры должна осуществляться в опорных пластах известного химического состава и постоянных значениях параметра  $\tau_{ПД}$ .

#### Список литературы

1. Амелин И. Д. Контроль и регулирование разработки нефтегазовых залежей / И. Д. Амелин, Ю. В. Коноплев, В. Я. Лядкин // Разработка нефтегазовых и нефтеконденсатных месторождений. – Москва: Наука, 1978. – С. 86–108.
2. Быков Н. Е. Справочник по нефтепромысловой геологии / Н. Е. Быков, А. Я. Фурсов, М. И. Максимов и др. – Москва: Недра, 1981. – 525 с.
3. Дембицкий С. И. Оценка и контроль качества геофизических измерений в скважинах / С. И. Дембицкий. – Москва: Недра, 1991. – 204 с.
4. Ипатов А. И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов / А. И. Ипатов, М. И. Кременецкий. – Москва: Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина, 2006. – 780 с.
5. Коноплев Ю. В. Определение коэффициентов вытеснения нефти газом и газа нефтью по геофизическим данным / Ю. В. Коноплев, Я. Н. Басин // Нефтепромысловое дело. – 1980. – № 3. – С. 5–9.
6. Коноплев Ю. В. Геофизические методы контроля за разработкой нефтяных месторождений / Ю. В. Коноплев, Г. С. Кузнецов, Е. И. Леонтьев. – Москва: Недра, 1986. – 210 с.
7. Коноплев Ю. В. Контроль за разработкой нефтегазовой залежи на завершающей стадии / Ю. В. Коноплев, О. М. Решетникова // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 2. – С. 24–27.
8. Коноплев Ю. В. Количественная раздельная оценка нефте- и газонасыщенности пластов нефтегазовой залежи / Ю. В. Коноплев, О. М. Решетникова, С. С. Чабанов // Каротажник. – 2005. – № 8. – С. 11–21.
9. Коноплев Ю. В. Геофизические методы контроля за разработкой нефтяных и газовых месторождений / Ю. В. Коноплев. – Краснодар: Кубанский государственный университет, 2006. – 210 с.
10. Коноплев Ю. В. Физические предпосылки определения текущего насыщения пластов в условиях многофазного потока / Ю. В. Коноплев // Геология, география и глобальная энергия. – 2012. – № 2 (45). – С. 50–57.
11. Обухов О. К. Северо-Кавказская нефтегазоносная провинция / О. К. Обухов // Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России. – Москва: Всероссийский научно-исследовательский институт организации, управления и экономики нефтегазовой промышленности, 1996. – С. 263–272.

12. Орлинский Б. М. Контроль за разработкой залежей нефти геофизическими методами / Б. М. Орлинский. – Москва : Недра, 1977. – 239 с.
13. Розенберг М. Д. Многофазная многокомпонентная фильтрация при добыче нефти и газа / М. Д. Розенберг, С. А. Кундин. – Москва : Недра, 1976. – 335 с.
14. Хуснуллин М. Х. Геофизические методы контроля разработки нефтяных пластов / М. Х. Хуснуллин. – Москва : Недра, 1989. – 190 с.
15. Brown W. R. Exploration and Development of the Bunter Reservoir offshore Netherlander Blocks p/1 sand p/18 / W. R. Brown, R. Chillon, C. Courad // International Conference. – Moscow, July 1992. – 421 p.

#### References

1. Amelin I. D., Konoplev Yu. V., Lyadkin V. Ya. Kontrol i regulirovanie razrabotki neftegazovykh zalezhey [Control and regulation of oil and gas deposit development]. *Razrabotka neftegazovykh i neftekondensatnykh mestorozhdeniy* [Development of oil-and-gas and oil-condensate fields], Moscow, Nauka Publ., 1978, pp. 86–108.
2. Bykov N. Ye., Fursov A. Ya., Maksimov M. I. et al. *Spravochnik po neftepromyslovoy geologii* [Reference book of oil development geology]. Moscow, Nedra Publ., 1981. 525 p.
3. Dembitskiy S. I. *Otsenka i kontrol kachestva geofizicheskikh izmereniy v skvazhinakh* [Estimation and control of geophysical measurement quality in wells], Moscow, Nedra Publ., 1991. 204 p.
4. Ipatov A. I., Kremenetskiy M. I. *Geofizicheskiy i gidrodinamicheskiy kontrol razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodov* [Geophysical and hydrodynamic control of hydrocarbon field development], Moscow, Gubkin Russian State University of Oil and Gas Publ. House, 2006. 780 p.
5. Konoplev Yu. V., Basin Ya. N. Opredelenie koefitsientov vytesneniya nefi gazom i gaza neftyu po geofizicheskim dannym [Determination of factors of oil by gas and of gas by oil displacement according to geophysical data]. *Neftepromyslovoe delo* [Oilfield Engineering], 1980, no. 3, pp. 5–9.
6. Konoplev Yu. V., Kuznetsov G. S., Leontev Ye. I. *Geofizicheskie metody kontrolya za razrabotkoy neftyanykh mestorozhdeniy* [Geophysical methods of oil fields development control], Moscow, Nedra Publ., 1986. 210 p.
7. Konoplev Yu. V., Reshetnikova O. M. Kontrol za razrabotkoy neftegazovoy zalezhi na zavershayushchey stadii [Control over the development of oil and gas reservoir at the final stage]. *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil Industry], 2003, no. 2, pp. 24–27.
8. Konoplev Yu. V., Reshetnikova O. M., Chabanov S. S. Kolichestvennaya razdelnaya otsenka nefte- i gazonasyschennosti plastov neftegazovoy zalezhi [Quantitative separate assessment of hydrocarbon saturation of oil-and-gas deposit strata]. *Karotazhnik* [Karotazhnik], 2005, no. 8, pp. 11–21.
9. Konoplev Yu. V. *Geofizicheskie metody kontrolya za razrabotkoy neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy* [Geophysical methods of oil and gas fields development control], Krasnodar, Kuban State University Publ. House, 2006. 210 p.
10. Konoplev Yu. V. Fizicheskie predposylki opredeleniya tekushchego nasyscheniya plastov v usloviyakh mnogofaznogo potoka [Physical preconditions of determination of the current saturation of layers in multi-phase flow]. *Geologiya, geografiya i globalnaya energiya* [Geology, Geography and Global Energy], 2012, no. 2 (45), pp. 50–57.
11. Obukhov O. K. Severo-Kavkazskaya neftegazonosnaya provintsiya [Northern-Caucasian oil and gas bearing province]. *Geologiya i razrabotka krupneyshikh i unikalnykh neftyanykh i neftegazovykh mestorozhdeniy Rossii* [Geology and development of the largest and most unique oil and oil and gas fields of Russia], Moscow, All-Russian Institute for Organization, Management and Economics of Oil and Gas Publ. House, 1996, pp. 263–272.
12. Orlinskiy B. M. *Kontrol za razrabotkoy zalezhey nefi geofizicheskimi metodami* [Oil deposit development control with geophysical methods], Moscow, Nedra Publ., 1977. 239 p.
13. Rozenberg M. D., Kundin S. A. *Mnogofaznaya mnogokomponentnaya filtratsiya pri dobyche nefi i gaza* [Multi-phased multi-componential filtration when developing oil and gas], Moscow, Nedra Publ., 1976. 335 p.
14. Khusnullin M. Kh. *Geofizicheskie metody kontrolya razrabotki neftyanykh plastov* [Geophysical methods of control oil reservoirs development], Moscow, Nedra Publ., 1989. 190 p.
15. Brown W. R., Chillon R., Courad C. Exploration and Development of the Bunter Reservoir offshore Netherlander Blocks p/1 sand p/18. *International Conference*, Moscow, July 1992. 421 p.