

УДК 550.822

Оценка характера насыщенности коллекторов по данным исследований керна и кривых относительной фазовой проницаемости

В.И. Луппов

Пермский государственный национальный исследовательский университет, 614990, Пермь, ул. Букирева, 15. E-mail: lupprov@psu.ru

(Статья поступила в редакцию 16 сентября 2016 г.)

Контакт нефть (газ) – вода в природных коллекторах нельзя назвать чётким, переход от нефтегазоносной к водоносной части пласта происходит постепенно на некотором интервале, который называется переходной зоной. В зависимости от геологического характера пласта и физико-химических свойств нефти и пластовой воды она имеет мощность от одного до десятка метров. Оценки остаточной и текущей водонасыщенности в зоне предельного нефтенасыщения, критической водонасыщенности на уровне ВНК, нефтенасыщенности пласта в переходной зоне при известном расстоянии от ВНК были целью проведённых исследований.

Ключевые слова: *водонефтяной контакт, водонасыщенность (нефтенасыщенность), капиллярное давление, керн, переходная зона.*

DOI: 10.17072/psu.geol.16.1.77

Оценка характера насыщенности коллекторов включает их разделение на водоносные и нефтегазосодержащие, установление типа насыщающих углеводородов (газ, нефть) и возможности получения притоков нефти и газа. В сложившейся практике геологоразведочных работ в Пермском крае наибольшее применение при оценке характера насыщения пород получили прямые методы: испытание пластов на бурительных трубах и каротажном кабеле.

Интервалы испытаний и опробований намечают по данным ГИС, а результаты испытаний анализируют совместно с материалами полного комплекса геофизических исследований (Глушков и др., 2015). Испытания в колонне являются в настоящее время наиболее массовым источником прямой информации о нефтегазонасыщенности пластов-коллекторов. Достоверность оценки характера насыщенности по данным испытаний в колонне снижает-

ся при совместном испытании пластов, принадлежащих двум залежам или более; при плохом качестве цементирования колонны в интервале перфорации; испытании зон двухфазной фильтрации.

В пределах нефтяных (газовых) залежей выделяются сверху вниз две зоны:

- однофазной фильтрации нефти (газа),
- двухфазной фильтрации нефти (газа)

и воды.

Нижней границей зоны однофазной фильтрации нефти (газа) является водонефтяной (газоводяной) контакт ВНК (ГНК). Понятие ВНК предложено С.Д. Пирсоном: «Водонефтяной контакт – это уровень, ниже которого получают 100% воды» (Гиматудинов и др., 1982).

Нижней границей зоны двухфазной фильтрации и залежи в целом является водонефтяной (газоводяной) контакт ВНК (ГНК).

В пределах зоны однофазной фильтрации может быть выделена подзона пре-

дельной насыщенности с $K_B = K_{во}$ и подзона неопредельной насыщенности с $K_{во} < K_B < K_{в*}$, где K_B – текущая водонасыщенность; $K_{ов}$ – остаточная водонасыщенность; $K_{в*}$ – водонасыщенность, при которой обеспечивается безводный приток нефти. В отдельных случаях при малой высоте вся залежь находится в зоне двухфазной фильтрации, и с самого начала из нее добывают нефть с водой.

Оценка насыщенности коллекторов по данным исследований керна

Результаты исследования керна являются надежным источником информации для оценки характера насыщенности.

При достаточном выносе керна (не менее 70%) в интервале межфлюидальных контактов по данным фотографирования керна легко устанавливается переход от водоносной к нефтенасыщенной части разреза.

В ультрафиолетовом свете поверхность керна нефтенасыщенных пород равномерно флуоресцирует от бледно-жёлтого до тёмно-коричневого цвета. При этом интенсивность (яркость) люминесценции углеводородов зависит от их индивидуальных свойств, объёма пор, а также от концентрации УВ в поровом пространстве.

Флуоресценция, или флюоресценция (от латин. fluor - течение), – один из видов люминесценции, характеризующийся быстрым затуханием свечения после прекращения возбуждения. Флуоресценция нефти (ФН) – способность нефти люминесцировать в ультрафиолетовых лучах. Цвет и яркость ФН зависят от группового состава нефти. Установлено, что наибольшей яркостью и наиболее коротковолновыми цветами люминесценции (сине-голубым, голубым) обладают обычно светлые нефти; с увеличением количества смол и асфальтенов яркость ее люминесценции снижается и цвет изменяется от голубовато-жёлтого и жёлтого до жёлто-коричневого, коричневого и даже чёрного. ФН используется для обнаруже-

ния малых количеств нефти и оценки её общего характера. Насыщенные лёгкими УВ (плотность 650 – 870 кг/м³) участки керна флуоресцируют от бледно-голубого до светло-оранжевого цвета. Насыщенные средними УВ (плотность 870 – 910 кг/м³) – оранжево-коричневым, а участки керна, насыщенные тяжёлыми УВ (плотность 910 – 1050 кг/м³), флуоресцируют от тёмно-коричневого до практически чёрного цвета (Грищенко, 2008).

Поскольку интенсивность свечения, вызываемого ультрафиолетовыми лучами, очень невелика и обнаружить его можно только в темноте, в процессе исследования необходимо исключить видимый свет.

Пример перехода от водоносной к нефтенасыщенной части разреза для Бобриковского пласта скважины № 109 Дулеповского месторождения (Енапаевская площадь) приведен на фотографиях керна в белом и ультрафиолетовом свете (рис. 1).



Рис. 1. Керн в белом (а) и УФ-свете (б) в интервале 1699,1–1702,1 м. Дулеповское месторождение (Енапаевская площадь), скважина № 109, Бобриковский пласт

Нефтенасыщенные песчаники (тёмно-коричневые породы в белом свете) в УФ-свете флуоресцируют от серовато-жёлтого до зеленовато-серого цвета. В начале слоя песчаники нефтенасыщенные, вниз по слою водонефтенасыщенные. Водонефтенасыщенные песчаники в УФ-свете флуоресцируют серовато-жёлтым цветом с бледно-голубыми тонкими прослоями. Водонасыщенные песчаники в УФ-свете – бледно-голубым. Ненасыщен-

ные породы (аргиллиты, темно-серые в белом свете) в УФ-свете имеют тёмно-синий цвет.

На рис. 2 представлено обоснование ВНК по ГИС для данного месторождения. В планшет вставлена колонка с фотографией керна в УФ-свете, на которой чётко выделяются нефтенасыщенные интервалы. Фотографии керна в УФ-свете подтвердили данные ГИС и позволили уточнить размер переходной зоны.

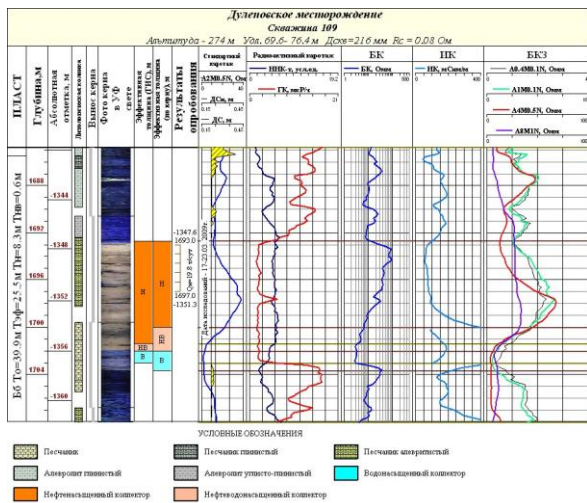


Рис. 2. Обоснование ВНК по ГИС. Дулеповское месторождение (Енапаевская площадь), скважина № 109, Бобриковский пласт

Для повышения достоверности интерпретации фотографий керна в УФ-свете при определении нефтенасыщенных участков и характера их флуоресценции на снимках необходимо приводить легенду с указанием степени и характера нефтенасыщения пород (рис. 3).

Количественную оценку нефтенасыщенности по керну определяют экстракционно-дистилляционным методом в аппаратах Закса. При отборе образцов из нефтенасыщенного интервала содержание остаточной нефти, полученное прямым путем, дает надёжную оценку максимального коэффициента извлечения нефти при заводнении (Петерсилье и др., 1982).

Образцы на остаточную нефтенасыщенность отбирают в интервалах, в которых было отмечено свечение углеводородов в УФ-свете.

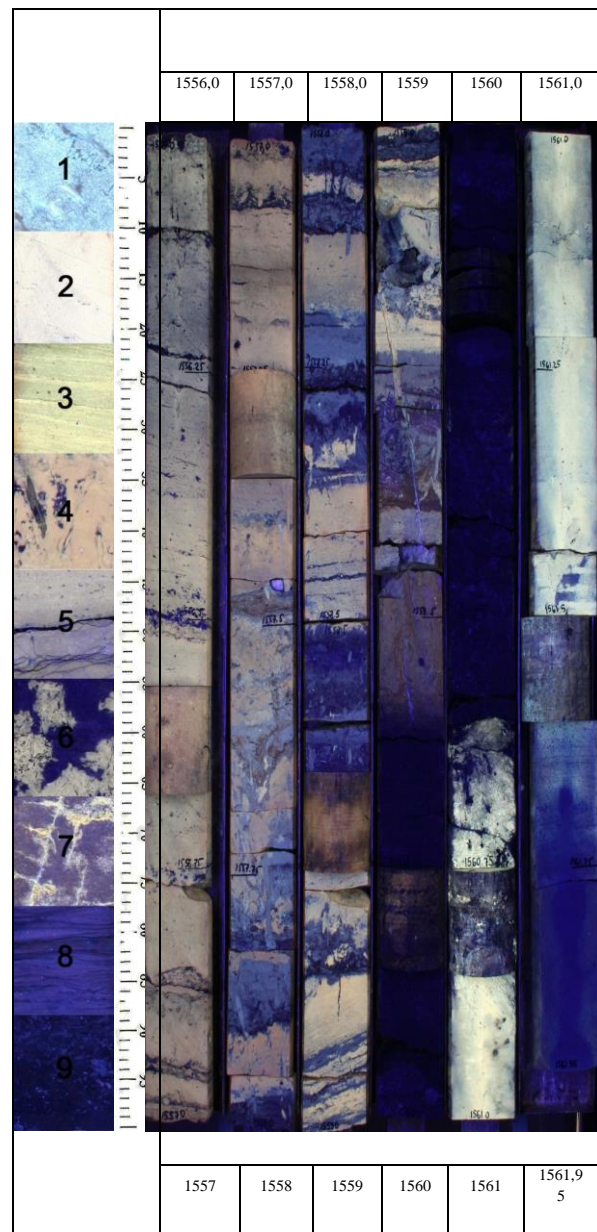


Рис. 3. Керн в УФ-свете. Скважина № 89, Енапаевская площадь. Оценка нефтенасыщенности: 1, 2, 3, 4 – интенсивное, 5 – слабое, 6 – неравномерное; 7 – по трещинам, 8, 9 – отсутствует

Оценка характера насыщенности коллекторов с использованием кривых относительной фазовой проницаемости

Для оценки насыщенности пластов-коллекторов используется петрофизическая информация, получаемая при капилляриметрических исследованиях (Петерсилье и др., 2003).

Кривые капиллярного давления перестраиваются в кривые относительных фазовых проницаемостей в системе «нефть – вода», по которым, с учетом уравнения движения фаз в многофазном потоке, определяют значения критической водонасыщенности $K_{в*}$ и $K_{в**}$ (Дьяконова и др., 2004; Латышева и др., 2007).

Принимается, что безводным считается приток, в котором доля воды $f_{в} < 1\%$.

$K_{в**}$ – водонасыщенность, при которой обеспечивается приток нефти с водой, принимается, что такой приток начинается при $f_{в} < 99\%$.

Методика получения информации о критических значениях водонасыщенности заключается в пересчете кривых капиллярного давления в кривые относительной фазовой проницаемости по известным формулам Бурдайна (Глушков и др., 2015):

– для смачивающей фазы (вода):

$$K_{пр.отн.в} = \left(\frac{K_{в} - K_{ов}}{1 - K_{ов}} \right)^2 \cdot \frac{\int_0^{K_{в}} dK_{в}/P_c^2}{\int_0^1 dK_{в}/P_c^2}, \quad (1)$$

– для несмачивающей фазы (нефть):

$$K_{пр.отн.н} = \left(1 - \frac{K_{в} - K_{ов}}{1 - K_{ов} - K_{он}} \right)^2 \cdot \frac{\int_0^{K_{в}} dK_{в}/P_c^2}{\int_0^1 dK_{в}/P_c^2}, \quad (2)$$

где $K_{пр.отн.в}$ – относительная фазовая проницаемость для воды;

$K_{пр.отн.н}$ – относительная фазовая проницаемость для нефти;

$K_{в}$ – текущая водонасыщенность;

$K_{ов}$ – остаточная водонасыщенность;

$K_{он}$ – остаточная нефтенасыщенность;

P_c – капиллярное давление.

При расчёте относительных фазовых проницаемостей остаточная водонасыщенность $K_{ов}$ принимается по данным капилляриметрических измерений. Данные об остаточной нефтенасыщенности получены на основании моделирования процессов вытеснения нефти водой в лабораторных условиях.

Для нахождения критических значений водонасыщенности используют уравнение движения фаз в многофазном потоке, устанавливающее зависимость доли флюида от соотношения вязкостей и проницаемостей

$$f_{в} = \frac{1}{1 + \frac{K_{пр.отн.н} \cdot \mu_{в}}{K_{пр.отн.в} \cdot \mu_{н}}}, \quad (3)$$

где $f_{в}$ – доля воды в продукции ($f_{в} = 0.01$ на уровне ВНК; $f_{в} = 0.99$ на уровне чисто водного притока);

$\mu_{в}$ – вязкость воды в пластовых условиях;

$\mu_{н}$ – вязкость нефти в пластовых условиях.

Подставив в приведенное соотношение величины вязкостей воды и нефти, а также значение $f_{в} = 0.01$ (на уровне ВНК) или 0.99 (на уровне зеркала воды), получают величины отношения фазовых проницаемостей по нефти и воде. По этим величинам на кривых относительной фазовой проницаемости находят соответствующие этим отношениям значения $K_{в*}$ и $K_{в**}$, которые определяют границы водонасыщенности, при которой возможен или безводный приток нефти, или только воды.

Пример пересчета кривых капиллярного давления в кривые относительных фазовых проницаемостей представлен на рис. 4.

По данным исследования керна возможна оценка $K_{в}$ не только в зоне предельного, но и в зоне непередельного насыщения, где $K_{ов} < K_{в} < K_{в*}$. Для этого полученная экспериментальным путем зависимость водонасыщенности от капиллярного давления перестраивается в график распределения водонасыщенности по высоте залежи согласно формуле

$$h = \frac{10 \cdot P_k \cdot \sigma_{пл.н-в}}{(d_{в} - d_{н}) \cdot \sigma_{лаб}}, \quad (4)$$

где h – высота над уровнем с нулевым капиллярным давлением, м;

P_k – капиллярное давление при лабораторных условиях, МПа;

$\sigma_{пл.н-в}$ – поверхностное натяжение на границе раздела «нефть-вода» при пластовых условиях, $\sigma_{пл.н-в} = 20$ дин/см;

$\sigma_{лаб}$ – поверхностное натяжение на границе раздела «вода-газ» в лабораторных условиях, $\sigma_{лаб.в-г} = 73$ дин/см;

d_v – плотность воды при пластовых условиях, г/см³;

d_n – плотность нефти при пластовых условиях, г/см³.

Используя данные лабораторных исследований для воды и нефти и подставляя их в формулу (4), производится пересчет кривых капиллярных давлений в кривые $h - K_v$, на основе которых строится номограмма $K_n - K_v$ с шифром кривых h (высота над уровнем ВНК), позволяющая определять:

- остаточную водонасыщенность в зоне предельного нефтенасыщения,
- критическую водонасыщенность на уровне ВНК,
- нефтенасыщенность пласта в зоне недонасыщения при известном расстоянии от контакта.

Решение этой задачи рассмотрено на примере месторождений Башкирского свода и Соликамской депрессии.

В пределах Башкирского свода особенности водонасыщенности исследованы для терригенных залежей пл. Тл₂, Бб, Мл и карбонатных пл. КВ₁.

Для анализа особенностей водонасыщенности в залежах пл. Тл₂ использованы экспериментальные кривые капиллярного давления P_k по 32 образцам в диапазоне пористости 9.8÷27.9 % и газопроницаемости $0.12 \div 1370.8 \cdot 10^{-3}$ мкм².

В результате были получены следующие зависимости:

- $lgK_{ov} = 5.2904 - 3.315 \cdot lgK_n; R = 0.918;$
- $lgK_{e}^* = 2.552 - 0.661 \cdot lgK_n; R = 0.865;$
- $lgK_{e}^{**} = 2.023 - 0.131 \cdot lgK_n; R = 0.966,$

где R – коэффициент корреляции.

h, м	Зависимость K_v от K_n	R
2	$-lgK_e = 3,8707 - 1,835 \cdot lgK_n$	0,836
4	$-lgK_e = 4,5015 - 2,411 \cdot lgK_n$	0,836
6	$-lgK_e = 4,5946 - 2,5255 \cdot lgK_n$	0,890
10	$-lgK_e = 4,7135 - 2,6893 \cdot lgK_n$	0,904
20	$-lgK_e = 5,0487 - 3,0629 \cdot lgK_n$	0,919

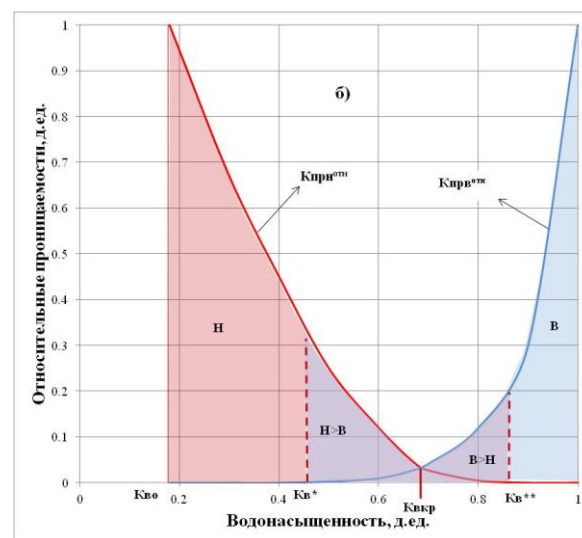
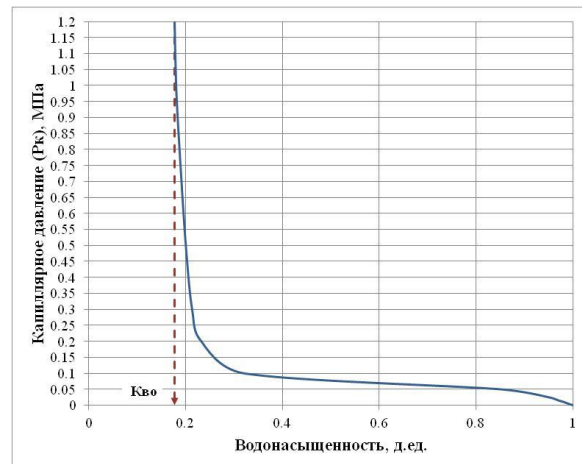


Рис.4. Зависимости капиллярного давления и относительной проницаемости от водонасыщенности (Некрасов, Луппов, 2016)

Пересчет P_k каждого образца в высоту над уровнем с нулевым капиллярным давлением (h) произведен по формуле (4), которая для пласта Тл₂ имеет вид: $h = 8.87 \cdot P_k$ при $d_v = 1.175$ г/см³ и $d_n = 0.866$ г/см³.

Методика определения текущей водонасыщенности рекомендуется к использованию при геолого-гидродинамическом моделировании для определения текущего ВНК.

Библиографический список

Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.М. Физика нефтяного и газового пласта. М.: Недра, 1982. 324 с.

- Глушков Д.В., Костицын В.И. Влияние фактора времени на достоверность выделения нефтенасыщенных коллекторов по данным фотографирования керна в дневном и ультрафиолетовом свете // Каротажник. 2015. №10. С. 54–64.
- Грищенко М.А. Современные подходы к моделированию нефтенасыщенности сложнопостроенных залежей с целью создания гидродинамических моделей // Геология нефти и газа. 2008. №5. С. 8–15.
- Гудок Н.С., Богданович Н.Н., Мартынов В.Г. Определение физических свойств нефтесодержащих пород: учеб. пособие для вузов. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. 592 с.
- Дьяконова Т.Ф., Билибин С.И., Дубина А.М., Исакова Т.Г., Юканова Е.А. Проблемы обоснования водонефтяного контакта по материалам геофизических исследований скважин при построении детальных геологических моделей // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд-во АИС, 2004. Вып. 3–4 (116–117). С. 83–97.
- Латышева М.Г., Мартынов В.Г., Соколова Т.Ф. Практическое руководство по интерпретации данных ГИС: учеб. пособие для вузов. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. 327 с.
- Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко; ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика». М.; Тверь, 2003.
- Некрасов А.С., Луппов В.И. Обоснование положения водонефтяного контакта залежи нефти и газа с использованием кривых относительных фазовых проницаемостей // Каротажник. 2016. № 10. С. 65–73.
- Петерсилье В.И., Белов Ю.А., Веселов М.Ф., Горбунова С.П. К вопросу оценки параметров переходной зоны с использованием кривых капиллярного давления / ВНИГНИ. М., 1982. Вып. 242. С. 63–70.
- Пирсон С.Д. Учение о нефтяном пласте: перевод с англ. 2-е изд. / ООО «Тюменьпромгеофизика». М.; 2006. 567 с.

Assessment of the Saturation Characteristics of Reservoir Using Core Analysis Data and Relative Permeability Curves

V.I. Luppov

Perm State University, 15 Bukireva Str., Perm 614990, Russia

E-mail: luppov@psu.ru

In the reservoir, an oil – water contact (OWC) is commonly not fairly sharp. This is a transition zone, where the oil-water content varies gradually. A thickness of the transition zone may be from meter up to ten meters depending on geological characteristics of reservoir rock, and physical and chemical properties of oil and stratal water. The main aim of this work is an estimation of remaining and current water saturation in the zone of critical oil saturation, critical water saturation at the oil-water contact zone, and oil saturation at different distance from the OWC.

Key words: *oil - water contact, water saturation, capillary pressure, borehole core, transition zone.*

References

- Gimatudinov Sh.k., Shirkovskiy A.M. 1982. Fizika neftyanogo i gazovogo plasta [Physics of oil and gas reservoir]. Nedra, Moskva, p. 324. (in Russian)
- Glushkov D.V., Kostitsyn V.I. 2015. Vliyanie faktora vremeni na dostovernost vydeleniya neftenasyshchennosti kollektorov po dannym fotografirovaniya kerna v dnevnom i ultrofioletovom svete [Influence of time factor on au-

- thenticity of selection of oil-saturated reservoirs from the core photographing in the daily and ultraviolet light]. *Karotazhnik*. 10:54–64. (in Russian)
- Grishchenko M.A.* 2008. *Sovremennye podkhody k modelirovaniyu neftenasyshchennosti slozhnopostroennykh zalezhey s tselyu sozdaniya gidrodinamicheskikh modeley* [The modern approach to the modeling of oil saturation of complicated reservoirs aimed to the development of the hydrodynamic models]. *Geologiya nefi i gaza*. 5:8–15. (in Russian)
- Gudok N.S., Bogdanovich N.N., Martynov V.G.* 2007. *Opreделение fizicheskikh svoystv neftevodosoderzhashchikh porod* [Determination of physical properties of the oil-bearing rocks]. *Uch. Posob. Nedra-Biznestsentr, Moskva*, p. 592. (in Russian)
- Dyakonova t.f., Bilibin S.I., Dubina A.M., Isakova T. G., Ukhanova E. A.* 2004. *Problemy obosnovaniya vodoneftyanogo kontakta po materialam geofizicheskikh issledovaniy skvazhin pri postroenii detalnykh geologicheskikh modeley* [Problems of identification of the oil-water contact using geophysical logging data for development of the detail geological models]. *Karotazhnik*. 3–4 (116–117):83–97. (in Russian)
- Latysheva M.G., Martynov V.G., Sokolova T.F.* *Prakticheskoe rukovodstvo po interpretatsii dannykh GIS* [Practical guidebook for interpretation of geophysical logging data]. *Uchebn. Pos. Nedra-Biznestsentr, Moskva*, p. 327. (in Russian)
- Metodicheskie rekomendatsii po podschyotu geologicheskikh zapasov nefi i gaza obyomnym metodom* [Methodical recommendations on the calculation of geological reserves of oil and gas by the volumetric method]. *V.I. Petersil'e, V.I. Poroskuna, G.G. Yatsenko. (Eds.). VNIGNI, NPC «Tver'geofizika», Moskva*, 2003.
- Nekrasov A. S. Luppov, V. I.* 2016. *Obosnovanie polozheniya vodoneftyanogo kontakta zalezhi nefi i gaza s ispolzovaniem krivykh otnositelnykh fazovykh pronitsaemostey* [Rationale of the oil-water contact location at the oil and gas reservoirs using the relative phase permeability curves]. *Karotazhnik*. 10:65-73. (in Russian)
- Petersilye V.I., Belov Yu.A., Veselov M.F., Gorbunova S.P.* 1982. *K voprosu otsenki parametrov perekhodnoy zony s ispolzovaniem krivykh kapilyarnogo davleniya* [To the problem of estimation of transition zone parameters using the curves of capillary pressure]. *In Trudy VNIGNI. Moskva*, 242:63–70. (in Russian)
- Pirson S.J.* 1958. *Oil reservoir engineering*. McGraw-Hill, New York, p. 735.