

*Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2023. Вып. 3 (143). С. 9-22.
ISSN 1998-8443 (print)*
*Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products. 2023. Issue 3 (143). P. 9-22.
ISSN 1998-8443 (print)*

Научная статья

УДК 622.276.3

doi: 10.17122/ntj-oil-2023-3-9-22

EDN: HBSCJO

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ ПРОДУКТИВНОСТИ ПРИ ПОЛУЧЕНИИ ВОДОНЕФТЯНЫХ ПРИТОКОВ ИЗ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ С ТЕКСТУРНОЙ НЕОДНОРОДНОСТЬЮ

Алик Каюмович Ягафаров¹, Николай Николаевич Закиров²,
Вадим Михайлович Александров³, Геннадий Андреевич Шлеин⁴,
Семён Фёдорович Мулявин⁵, Орхан Джанполад оглы Новрузов⁶

^{1, 2, 3, 4, 5}Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

⁶Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть»,

Публичное акционерное общество «Нефтяная компания «ЛУКОЙЛ», Тюмень, Россия

¹yagafarovak@tyuiu.ru

²zakirov.nikolay@yandex.ru

³alexandrov_v@aotandem.ru

⁴шлеин@tyuiu.ru

⁵muljavinsf@tyuiu.ru

⁶orxan10@mail.ru

Автор, ответственный за переписку: **Николай Николаевич Закиров**,
zakirov.nikolay@yandex.ru

Аннотация. В статье рассматриваются вопросы формирования на нефтяных месторождениях в Западно-Сибирском осадочно-породном мегабассейне обводненных объектов разработки. Они являются прямым результатом активной деятельности геологических процессов в земных недрах. Проведенный авторами статьи детальный анализ первичных геолого-промысловых материалов со всей очевидностью показал, что

они стали формироваться в результате форсированной эксплуатации залежей, когда резко повышается текущая обводненность продукции добывающих скважин. В результате выполненных исследований выявлены причины обводнения продуктивных пластов и предложены практические рекомендации по проведению технологических исследований по уменьшению обводненности скважин.

Ключевые слова: скважина, пласт, залежь, эксплуатационный объект, обводненность, недонасыщенность, переходная зона

Для цитирования: Ягафаров А. К., Закиров Н. Н., Александров В. М., Шлеин Г. А., Мулявин С. Ф., Новрузов О. Д. Определение коэффициентов продуктивности при получении водонефтяных притоков из сложнопостроенных пород-коллекторов с текстурной неоднородностью // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2023. Вып. 3 (143). С. 9-22. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2023-3-9-22>.

Original article

DETERMINATION OF PRODUCTIVITY COEFFICIENTS IN OBTAINING OIL-WATER INFLOWS FROM COMPLEX RESERVOIR ROCKS WITH TEXTURAL HETEROGENEITY

Alik K. Yagafarov¹, Nikolai N. Zakirov², Vadim M. Aleksandrov³, Gennadiy A. Shlein⁴,
Semyon F. Mulyavin⁵, Orkhan D. Novruzov⁶

^{1, 2, 3, 4, 5}Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia

⁶KogalymNIPIneft, Branch of LUKOIL-Engineering, LLC, Public Joint Stock Company Oil Company LUKOIL, Tyumen, Russia

¹yagafarovak@tyuiu.ru

²zakirov.nikolay@yandex.ru

³alexandrov_v@aotandem.ru

⁴шлеин@tyuiu.ru

⁵muljavinsf@tyuiu.ru

⁶orxan10@mail.ru

Corresponding author: **Nikolai N. Zakirov**, zakirov.nikolay@yandex.ru

Abstract. The article deals with the formation of flooded development objects at oil fields in the West Siberian sedimentary-rock megabasin. They are a direct result of the vigorous activity of geological processes in the bowels of the earth. A detailed analysis of the primary geological and field materials carried out by the authors of the article clearly showed

that they began to form as a result of forced exploitation of deposits, when the current water cut of production wells sharply increases. As a result of the studies performed, the causes of watering of productive formations were identified and practical recommendations were proposed for conducting technological studies to reduce the watering of the well.

Keywords: well, reservoir, reservoir, production facility, water cut, undersaturation, transition zone

For citation: Yagafarov A. K., Zakirov N. N., Aleksandrov V. M., Shlein G. A., Mulyavin S. F., Novruzov O. D. Opredeleniye koeffitsiyentov produktivnosti pri poluchenii vodoneftyanykh pritokov iz slozhnopostroyennykh porod-kollektorov s teksturnoy neodnorodnost'yu [Determination of Productivity Coefficients in Obtaining Oil-Water Inflows from Complex Reservoir Rocks with Textural Heterogeneity]. Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products, 2023, Issue 3 (143), pp. 9-22. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2023-3-9-22>.

В пределах Западно-Сибирского осадочно-породного мегабассейна (ЗСОПМБ) разведано более девяти сотен месторождений углеводородов (УВ), среди которых 16 уникальных и примерно 200 - относящихся к категории крупных и средних, а также множество мелких месторождений и отдельных залежей.

Величины входных дебитов по нефти варьируются в широких пределах (от одной до сотен т/сут и более), по газу эта тенденция еще больше (от 20 тыс. $\text{Нм}^3/\text{сут}$ до 1000 тыс. $\text{Нм}^3/\text{сут}$ и более). Месторождения УВ, разведанные в отложениях мелового возраста, часто представлены многопластовыми и многозалежными объектами. Породы-коллекторы, развитые в продуктивных полимиктовых отложениях, относятся к поровому типу.

Следует отметить, что в отложениях мелового возраста обнаружены пластово-сводовые залежи со значительными переходными и недонасыщенными зонами, в которых сконцентрированы огромные запасы УВ. По оценкам целого ряда исследователей, только в недонасыщенных зонах залежей Среднеобской нефтегазоносной области (НГО) сконцентрированы первые десятки процентов (если брать от геологических ре-

сурсов нефти ЗСОПМБ без баженовской свиты). Это позволяет утверждать, что данная проблема представляет существенный интерес для специалистов нефтегазовой отрасли, занимающихся вопросами разработки инновационных методов интенсификации добычи с целью получения притоков нефти из этих зон [1-3].

В специальной геологической литературе приводятся результаты исследований, согласно которым в природных резервуарах содержится вода в трех состояниях (прочносвязанном, рыхлосвязанном, свободном). Это характерно для артезианских бассейнов при наличии в пластовых резервуарах однородной жидкости (пластовой воды) [1].

Для реальных залежей УВ распределение водонасыщенности по вертикали (по высоте залежи) представляется более многоплановым. В природных резервуарах невозможно провести четких межфазных разделов между пластовыми флюидами.

Таким образом, в залежах свободный газ, подвижная в традиционном восприятии нефть и свободная вода отделяются друг от друга по гравитационно-капиллярному принципу.

Учитывая эти факты, распределение водонасыщенности осадочных пород по вы-

соте залежи УВ представляется следующим образом: водонасыщенность прогрессивно растет по мере приближения к полностью водонасыщенным породам.

Чем выше разница капиллярметрических характеристик контактирующих слоев в залежи и чем сложнее их геологическое строение (в первую очередь расчлененность), тем более «мозаично» распределение остаточной водонасыщенности по вертикали.

Распределение водонасыщенности по высоте конкретной залежи оценивается с помощью построения зависимости K_v или $K_{н(r)}$ от гипсометрии залегания пластов (или удаления пласта от принятой отметки водонефтяного контакта (ВНК) (ΔH)). Объем каждой зоны зависит от геологических особенностей строения и формирования залежи, а также ФЕС продуктивных пород-коллекторов.

Если рассматривать месторождения в ЗСОПМБ, то высота предельно насыщенной зоны меньше суммарной высоты недонасыщенной и переходной зон (варьирует в пределах 10-40 м и более). На долю последних приходится около 65 % объема нефтяной залежи.

Если рекомендуемая технология воздействия на эту зону по какой-либо причине нарушена, то получают скважинную продукцию с небольшим содержанием воды из-за отрыва движущимся гидродинамическим потоком углеводородов. Подошвенная часть водонасыщенной зоны может интерпретироваться как водонефтяной контакт.

Для пластов, входящих в состав группы АВ₁₋₇ Самотлорского месторождения, характерны большая литолого-петрографическая неоднородность, значительные расчлененность и прерывистость. Указанные песчано-алевритовые отложения характеризуются повышенным содержанием связанной воды. Все это вместе способствует формированию в приконтурных зонах залежей обширных, мощных (до 30 м) недонасыщенных зон.

Результаты эксплуатации скважин, в которых продуктивные отложения перфорированы на расстояния от 10 до 20 м от гипсометрического уровня ВНК, даже в первона-

чальный период свидетельствуют о получении в составе добываемой жидкости воды (особенно это характерно для объектов разработки АВ₄₋₅ и АВ₆₋₇).

Анализ литературных источников со всей очевидностью показывает, что h недонасыщенной зоны чаще всего определяется по графику изменения величины K_n от ΔH .

С этой целью мы приводим «принципиальную картину» развития различных по нефтенасыщенности зон по высоте залежи УВ, согласно которой в направлении от подошвенной части к кровельной выделяются следующие зоны (рисунок 1):

1 - водонасыщенная зона;

2 - зона с остаточной нефтью

Концентрация остаточной нефти $\sigma_n = 0$ в подошвенной части данной зоны. Фазовая проницаемость по нефти $K_{пр}^H = 0$ в кровельной части. На самых низких гипсометрических отметках в залежи развиты полностью водонасыщенные породы $K_v = 1$, где $P_k = 0$.

При переходе этой отметки в породах-коллекторах находятся совместно и свободная вода, и остаточная нефть. Для данной зоны $K_{пр}^H = 0$, а водонасыщенность больше K_v^* . Оценки высоты этой зоны показывают, что ее величины могут варьировать в пределах до 10-40 м;

3 - зона совместных притоков пластовой воды и нефти (переходная зона (ПЗ))

Фазовая проницаемость по нефти $K_{пр}^H = 0$ в подошвенной части этой зоны, содержание остаточной нефти соответствует ее максимальному значению. $K_{пр}^B = 0$ в кровельной части такой зоны, а свободная вода выше этой зоны полностью переходит в связанную. Поинтервально испытывая эту зону, получают притоки за счет свободной воды и подвижной нефти, по соотношению которых расчетным путем эту зону можно разделить на эквивалентные водо- и нефтенасыщенные толщины. Конкретная высота ПЗ даже в пределах одного объекта находится в зависимости от литологии, ФЕС продуктивных отложений, реоло-

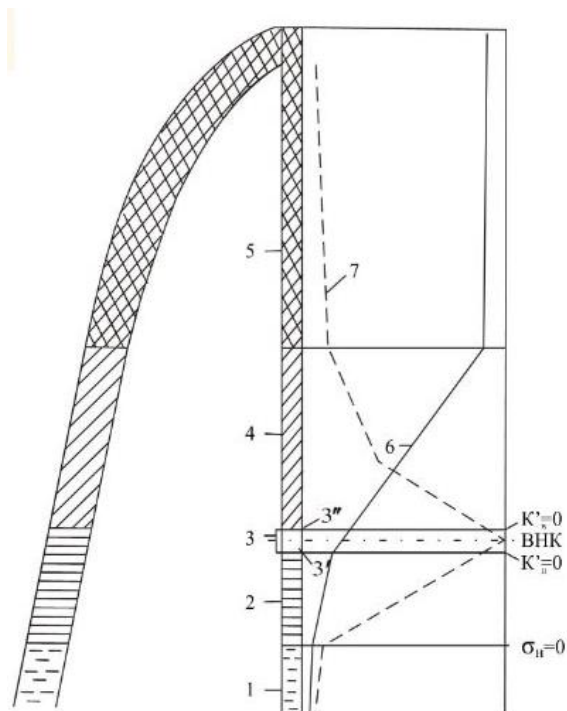
гических свойств пластовых флюидов и особенностей геологического строения пород-коллекторов. Большое количество нефтяных и нефтегазовых залежей в ЗСОПМБ характеризуются наличием обширных переходных и недонасыщенных зон со значительной концентрацией остаточной воды (например месторождения Среднеобской нефтегазоносной области). Опыт эксплуатации залежей показывает, что при существующих градиентах давлений переходные зоны нефтяных залежей вовлекаются в активные процессы разработки;

4 - зона недонасыщения порового объема пород-коллекторов нефтью

$K_{пр}^B = 0$ в подошвенной части данной зоны, K_n достигает своего максимального значения в кровельной части. K_v пород-коллекторов по высоте зоны (в направлении от подошвы к кровле) сокращается из-за уменьшения объемной доли диффузных слоев в условиях формирующегося градиента давлений. При вскрытии пласта бурением с промывкой глинистыми растворами образуются значительные зоны проникновения фильтрата бурового раствора (ЗП ФБР). Это можно объяснить хорошей подвижностью диффузных слоев связанной воды при ее вытеснении ФБР;

5 - зона предельного нефтенасыщения

Для данной зоны прослеживается тах и примерно равнозначное по высоте K_n (при прочих равных условиях с близкими значениями проницаемости у прослоев пород-коллекторов). Если вскрытие этой зоны бурением осуществляется с промывкой глинистыми растворами, то это неизбежно сопровождается развитием зоны проникновения, хотя и небольшой по «глубине проникновения». Следует иметь в виду, что так же, как на отдельных участках сплошная до этого пленка прочносвязанной воды разорвана нефтью. Породы-коллекторы в определенной степени приобретают свойства гидрофобной среды. При опробовании данной зоны часто получают безводную нефть.



- 1 - вода;
- 2 - остаточная нефть;
- 3 - совместные притоки нефти и пластовой воды (3' - зона эквивалентной водонасыщенной толщины, 3'' - зона эквивалентной нефтенасыщенной толщины);
- 4 - недонасыщение;
- 5 - предельное нефтенасыщение;
- 6 - условная статистическая линия распределения ρ_n по высоте залежи (по В. К. Федорцову);
- 7 - условная статистическая линия распределения K_n по высоте залежи

Рисунок 1. Распределение по высоте залежи углеводородов различных по степени нефтенасыщенности зон

Figure 1. Altitude distribution of hydrocarbon deposits of different oil saturation zones

Следуя классическому постулату о том, что K_v является функцией от ρ_n , можно изучить распределение нефтенасыщенности по высоте нефтяной залежи.

С этой целью выполняют построение графиков в координатах «удельное электрическое сопротивление пласта ρ_n - превышение над установленной гипсометрической отметкой ВНК». Необходимо иметь в виду, что при близком залегании к уровню ВНК значения ρ_n соотносятся для водонасыщенных пластов с их кровельной частью, для нефтенасыщенных - с подошвенной. В остальных случаях рассматривается превышение середины пласта над уровнем ВНК. «Посадка» на плоскость ВНК нужна, чтобы исключить влияние на проводимые исследования наклонных межфазных контактов.

На следующем этапе с помощью статистического дифференцирования кривая $\rho_n = f(H)$ для нефтяной залежи разделяется на отдельные зоны:

- а) водонасыщенная с нулевым градиентом $d\rho_n/dH$;
- б) с остаточной нефтью по увеличению градиента $d\rho_n/dH$ вверх по разрезу;
- в) недонасыщенная по спаду градиента $d\rho_n/dH$ вверх по разрезу;
- г) предельного нефтенасыщения по практической стабилизации градиента $d\rho_n/dH$.

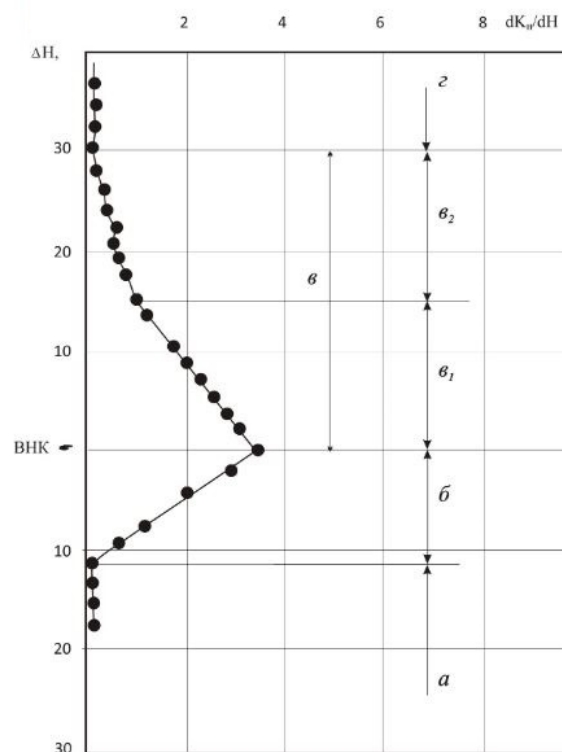
Зона недонасыщения подразделяется на две подзоны - «в₁» и «в₂» (рисунок 2). Подзона «в₁» зафиксирована на нефтяных залежах мелового возраста в пределах территории Сургутского, Нижневартовского и Красноленинского сводов.

Отложения мелового возраста в ЗСОПМБ относятся к гидрофильным, т.к. в них смачивающей фазой является вода. В зоне «а» $P_k = 0$, при перемещении вверх по залежи P_k возрастают.

Находясь ближе к уровню нулевого P_k , зона «б» характеризуется большей подвижностью пластовой воды по сравнению с зоной «в».

Зону недонасыщения можно подразделить на две подзоны с различной подвижностью связанной воды. Подзона, расположенная непосредственно над уровнем ВНК, наиболее важна. ФЕС пород-коллекторов в первую очередь определяют толщины выделяемых зон (подзон). Причем, чем выше ФЕС

пород-коллекторов, тем меньше толщина зон недонасыщения.



Зоны:
а - водонасыщенная;
б - остаточной нефтенасыщенности;
в - недонасыщения;
г - предельного нефтенасыщения
(по И.И. Клещенко) [4]

Zones:
а - water-saturated;
б - residual oil saturation;
в - undersaturation;
г - limiting oil saturation
(according to I.I. Kleshchenko) [4]

Рисунок 2. Изменение градиента нефтенасыщенности по высоте залежи (dK_w/dH) в зависимости от удаления от отметки ВНК (ΔH , м)

Figure 2. Change in the oil saturation gradient along the height of the reservoir (dK_w/dH) depending on the distance from the water-oil contact mark (ΔH , m)

Особенности строения залежей УВ по высоте определяются соотношением капиллярных и гравитационных сил, действующих на пластовые флюиды. Максимально связанным с $K_{пр}$ (по несмачивающей жидкости) по высоте залежи УВ является K_n .

Зональность вариации K_n по высоте залежей нефти, основанная на имеющихся различиях в степени подвижности связанной воды и нефти, является значимой предпосылкой для обоснования оптимальной методики исследований и рекомендуемых технологий воздействия на ПЗП с целью ограничения водопритоков [5-8].

Одной из особенностей ведения разведки месторождений нефти является вскрытие водонефтяного контакта (ВНК) в процессе бурения с последующим опробованием как водо- и нефтенасыщенных пластов, так и геологических объектов с неясным характером насыщения с целью уточнения гипсометрического положения ВНК по структуре.

Для «заверения» испытанием скважин водонефтяного контакта, как условной поверхности раздела, соответствующей строго определенной нефтенасыщенности, выше которой наблюдается практически однофазное течение нефти, применяют последовательные приближения: снизу вверх до получения безводного притока нефти или сверху вниз до получения притока пластовой воды. Большая неоднозначность в оценках возникает вследствие наличия значительной по толщине зоны взаимных переходов от воды к нефти. Опробование этих зон имеет свои специфические особенности, начиная от выбора объекта испытания и перфорации, до вызова притока и подготовки скважин к исследованию, т.к. в них труднее получить притоки из «намеченного» интервала и обеспечить устойчивую работу нефтенасыщенной части пласта. Понятие «водонефтяной контакт» в этом случае становится условным и не всегда определяемым однозначно, а изменяющийся по составу приток жидкости, который можно получить из различных частей переходной зоны, обуславливает и ее неоднозначную промысловую оценку.

В многочисленных работах показано, что в пределах переходных зон нефтенасыщенность вниз по вертикали сначала изменяется постепенно, а затем, при приближении к водоносному пласту, резко падает, водонасыщенность, наоборот, резко возрастает (рисунк 3).

Далее, исходя из соотношений фазовых проницаемостей нефти и воды, Н. Н. Сохранов предложил проводить водонефтяной контакт внутри переходной зоны на отметке, связанной с $K_n^{кр} = 70 \%$. Переходя эту границу, вода практически не движется, и из этой части переходных зон можно получать притоки безводной нефти. Ниже, вплоть до значений остаточной нефтенасыщенности $K_{он}$, из переходных зон можно получать притоки нефти из пластовой воды одновременно. Значению критической нефтенасыщенности соответствует значение критического сопротивления на каротажных диаграммах. Объем пор Σ_v , занятых водой выше ВНК, примерно равен объему пор Σ_n , занятых нефтью ниже ВНК, т.е. $\Sigma_v \approx \Sigma_n$, и выбранное таким образом положение водонефтяного контакта не влияет на точность подсчета геологических запасов углеводородов.

Таким образом, имеют место зоны однофазного течения нефти и совместного получения нефти и пластовой воды. В дальнейшем нас будет интересовать та часть переходной зоны, из которой можно получить двухфазные притоки пластовых флюидов, и та граница раздела внутри переходной зоны, выше которой наблюдается однофазное течение нефти.

Водонефтяные фонтанирующие скважины исследуют методом установившихся отборов на трех-четырех различных режимах. Пластовое и забойное давления на каждом режиме фиксируют глубинными манометрами. Установившиеся суммарные дебиты жидкости и воды измеряют на поверхности объемным способом после трапа. Нефть и воду разделяют отстаем, а при образовании стойких эмульсий - растворением в растворителях непосредственно в полевых или лабораторных условиях.

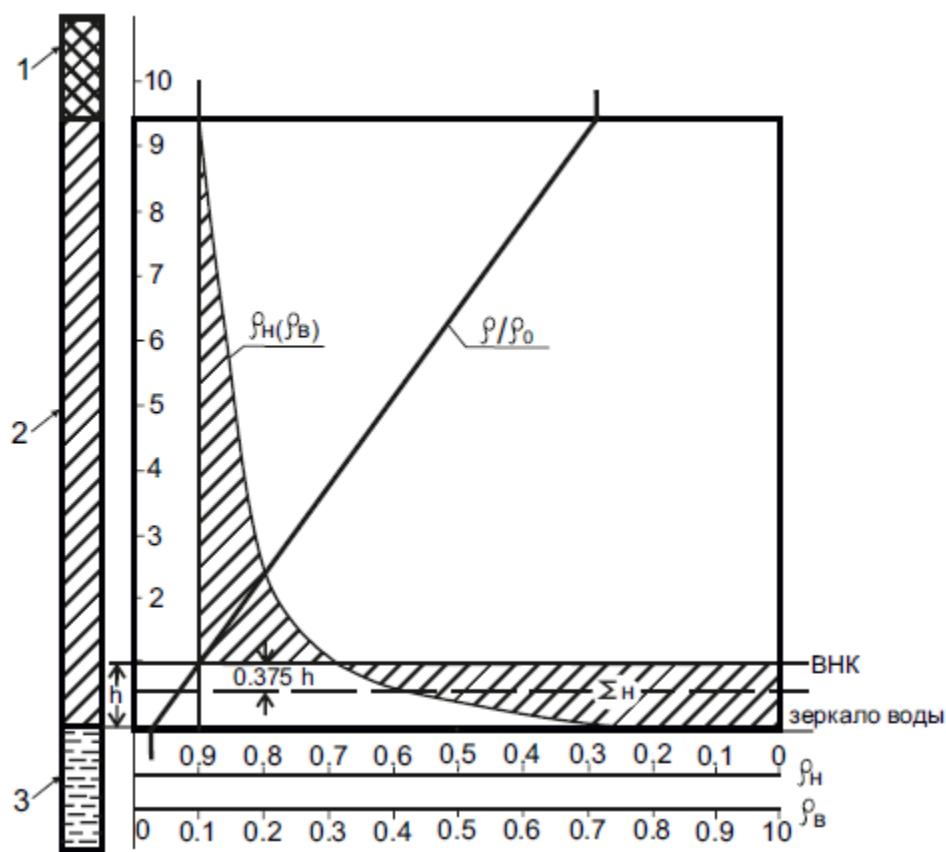


Рисунок 3. Интерпретация водо-нефтяной переходной зоны (по Н. Н. Сохранову)

Figure 3. Interpretation of the water-oil transition zone (according to N. N. Sokhranov)

В результате проведенных исследований строятся индикаторные диаграммы. По их интерпретации можно сделать заключение о том, что коэффициенты продуктивности по суммарной жидкости, нефти и воде за время исследования остаются примерно постоянными или изменяются (возрастают или снижаются) строго в соответствии друг с другом. В некоторых скважинах коэффициент продуктивности нефти за время исследования оставался постоянным, а для воды несколько возрастал при переходе от одного режима к другому. Лишь в единичных скважинах при увеличении забойной депрессии коэффици-

ент продуктивности для нефти резко снижался, для воды возрастал, для суммарной жидкости - сначала оставался постоянным, а затем также начинал снижаться.

Такое поведение коэффициентов продуктивности заставляет полагать, что изменение нефтеводонасыщенности вдоль линий тока в процессе исследования незначительно, и можно решить вопрос о соотношении нефте- и водонасыщенных толщин двух смежных и различных по характеру насыщения пластов или одного пласта, вскрывшего ВНК и являющегося в подошвенной части водоносным, а в кровельной части - нефтенос-

ным, используя для этих целей формулу М. М. Глоговского:

$$\eta_H / \eta_B = (kh / \mu)_H \div (kh / \mu)_B. \quad (1)$$

При известной суммарной работающей толщине H вскрытого перфорацией пласта, которую можно определить по электрокаротажным диаграммам или специальными исследованиями, полагая, что проницаемость всего пласта одинакова, составим систему уравнений:

$$\eta_H / \eta_B = h_H \mu_B / h_B \mu_H; \quad (2)$$

$$h_H + h_B = H. \quad (3)$$

Решив вышеуказанную систему уравнений относительно нефтенасыщенной толщины пласта, получим

$$h_H = \frac{\eta_H \mu_B}{\eta_H \mu_H + \eta_B \mu_B} H, \quad (4)$$

где h - эффективная толщина;

η - коэффициент продуктивности;

μ_H - вязкость нефти;

μ_B - вязкость воды.

Для того, чтобы определить нефтенасыщенную толщину пласта по формуле (4), необходимо исследовать водонефтяную фонтанирующую скважину методом установившихся отборов на трех-четырех различных режимах, определить коэффициенты продуктивности для жидкости, нефти и воды и показать, что за время исследования они изменяются незначительно или остаются постоянными.

Затем выделить по данным геофизических исследований скважин (ГИС) суммарную работающую толщину пласта и по лабораторным данным вязкость нефти и воды в пластовых условиях.

В случае, если коэффициенты продуктивности определены в поверхностных условиях, для их приведения к пластовым услови-

ям в формулу (4) дополнительно вводят объемные коэффициенты соответственно нефти и пластовой воды.

На выделение при расчетах по формуле (4) нефте- и водонасыщенной толщин пласта в определенной мере будет влиять та часть переходной водонефтяной зоны, из которой возможны совместные притоки воды и нефти.

В простейшем случае в совершенной скважине в предположении, что насыщенность и скорости фильтрации вдоль линий тока не зависят от времени, продуктивность по нефти η_H^* и воде η_B^* той части переходной зоны h^* , из которой возможны совместные притоки нефти и воды, составит:

$$\eta_H^* = \frac{2\pi k \eta^{h^*} F_H(\bar{z}) d\bar{z}}{\mu_H \ell_n R_K / r_c}; \quad (5)$$

$$\eta_B^* = \frac{2\pi k \eta^{h^*} F_B(\bar{z}) d\bar{z}}{\mu_B \ell_n R_K / r_c}, \quad (6)$$

где $F(\bar{z})$ - относительная фазовая проницаемость по толщине переходной зоны h^* в точке $\bar{z}$;

R_K - радиус контура влияния;

r_c - радиус скважины.

После математических преобразований получим:

$$h_H^* = \frac{d}{1+d} h^* = \beta^* h^*. \quad (7)$$

Формула (7) показывает, что по данным испытания поверхность ВНК проходит ниже, чем по методике Н. Н. Сохранова, на величину β^* (по Н. Н. Сохранову $\beta = 0$).

Расчеты, произведенные на основе опубликованных диаграмм относительных проницаемостей, однозначно показывают, что значения величины β^* колеблются для различных условий в пределах от 0,4 до 0,7.

Расчеты гипсометрического положения водонефтяного контакта по формуле (4) неплохо согласуются с данными геофизических

исследований скважин и результатами изучения керна.

Согласно этим материалам гипсометрическое положение ВНК связано с подошвенной частью переходных водонефтяных зон. Это позволяет увереннее и, самое главное, качественнее интерпретировать исходные материалы по исследованию водонефтяных скважин, в том числе и непереливающих, и вводить в расчеты вместо η по нефти и воде их накопленные объемы за время наблюдения или процентное содержание в жидкости в случае, когда коэффициенты продуктивности установить не удалось.

Так, для периодически фонтанирующей скважины № 22 Покачевского месторождения в расчетах использовали процентное содержание нефти и пластовой воды в жидкости, для скважины № 29 - накопленные объемы нефти и пластовой воды в трубах, на которых спускался пластоиспытатель, а в скважинах №№ 30 и 41 - η по нефти и воде. Однако во всех этих скважинах определена одна и та же гипсометрическая отметка ВНК.

А. С. Саидов и А. И. Ниналалов показали, что перевод скважин, в продукции которых появилась вода, на режимы эксплуатации с ограниченными отборами жидкости из ствола приводит к их неравномерной работе, резким вариациям величины буферного давления и содержания воды в получаемой продукции. В короткий промежуток времени такие скважины могут перестать фонтанировать.

Еще раньше движение совместного водонефтяного притока в трубах изучали Ф. И. Котяхов, М. Г. Осипов, а затем В. А. Харьков и др. Недооценка происходящих в стволе скважины процессов при движении по нему водонефтяной смеси может привести не только к прекращению фонтанирования, но и к полному обводнению ствола скважины. Все это может привести к неправильному представлению о том, что испытываемый интервал разреза не содержит нефти, что, однако, не будет иметь ничего общего с работой пласта и характером его насыщения. Лишь при увеличении отборов жидкости

из ствола скважины можно восстановить первоначальное дебитное соотношение пластовой воды и нефти и тем самым обеспечить исследование скважины на режиме ее фонтанирования.

В скважине № 288 Тетеревской площади вскрыт водонефтяной контакт. Опробованию подвергалась нефтенасыщенная часть продуктивного пласта «П» (интервал перфорации 1604,5-1609,0 м). После замены глинистого раствора на воду и понижения уровня с помощью компрессора на 500 м скважина была освоена и при отработке фонтанировала чистой нефтью в течение 3 ч по лифтовым трубам ($d = 73$ мм) и 3 ч - по затрубью. Затем она была поставлена для замера пластового давления. Пластовое давление по замеру составило 16,57 МПа, а устьевое статическое - 3,30 МПа.

Исследование скважины по методу установившихся отборов начали на 3-миллиметровом штуцере. Через 1,5 ч после пуска скважины буферное давление составляло 3,42 МПа; через сутки оно снизилось до 1,3 МПа; через 58 ч - уже до 0,3 МПа; через 59 ч скважина «заглохла». В скважине установился нефтеводораздел на глубине 28 м от устья. Дебит скважины вначале составлял $14 \text{ м}^3/\text{сут}$, а через 59 ч упал до 0. Через 17 ч исследование продолжили через 5-миллиметровый штуцер. Буферное давление после пуска неравномерно возрастало, через 20 ч достигло 2,25 МПа и в течение следующих 3 ч до остановки скважины оставалось постоянным. Дебит скважины увеличился до $100,8 \text{ м}^3/\text{сут}$ при содержании нефти до 55 %. На штуцерах 7 и 9 мм скважина работала соответственно 5,5 и 5 ч с дебитами 182 и $342 \text{ м}^3/\text{сут}$. Содержание нефти в продукции скважины на обоих штуцерах составляло 50 %. Начиная с 5-миллиметрового штуцера, выполнялось условие $W_b \geq W_n > \text{см/с}$.

Приведенный пример иллюстрирует влияние лифта на характер фонтанирования водонефтяных скважин. При анализе результатов опробования следует учитывать минимальные отборы, выше которых ствол скважины меньше влияет на работу пласта.

Опыт работы на нефтяных промыслах также свидетельствует о том, что получаемая из пласта вместе с нефтью пластовая вода не всегда полностью выносится на дневную поверхность и особенно при незначительных отборах накапливается в скважине. Происходящие в стволе скважины процессы при определенных условиях могут влиять на точность определения дебитного соотношения пластовой воды и нефти.

Опробование водонефтяных объектов имеет свои специфические особенности, начиная от выбора интервала опробования и перфорации до вызова притока и начала освоения и подготовки скважины к исследованию, т.к. в них труднее получить притоки из намеченного интервала и обеспечить устойчивую равномерную работу нефтенасыщенной части пласта.

Интервал опробования выбирается на основании комплексного изучения керна и материалов геофизических исследований скважин. При этом учитывается, что наличие плотных непроницаемых пропластков и неоднородностей в кровле и подошве выбранного интервала, а также уменьшение толщины глинистой корки против них исключит в дальнейшем подтягивание конуса подошвенной воды и ее прорыв вдоль стенки скважины вследствие разрушения глинистой корки.

При современных способах привязки глубин интервал вскрытия задается с таким расчетом, чтобы исключить перфорацию разобщающих пропластков в кровле и подошве и таким путем гарантировать вероятность получения притоков из выделенного для опробования интервала.

Учитывая, что по аналогии с другими нефтедобывающими районами против каждого метра толщины непроницаемых разобщающих пропластков глинистая корка выдерживает перепад давления примерно в два МПа на м, а против плотных непроницаемых пропластков номинального диаметра - несколько больше, освоение скважин необходимо вести при малых депрессиях на пласт. Условия же для подтягивания конуса подошвенных вод в связи с наличием непроницае-

мых пропластков в подошве интервала опробования будут, очевидно, незначительными.

При получении водонефтяных притоков положение меняется, т.к. в этом случае дальнейшее освоение скважины при незначительных депрессиях приводит к тому, что нефтенасыщенная часть пласта не осваивается. И лишь переход к форсированным отборам жидкости из скважины, создание за счет этого повышенной депрессии на пласт или другие мероприятия по интенсификации притока позволяют включить в работу всю толщину опробуемого интервала, в том числе и нефтенасыщенную.

При суммарных дебитах жидкости, не обеспечивающих полного и равномерного выноса пластовой воды на поверхность, в процессе работы скважина может полностью перейти на перелив пластовой водой с незначительным содержанием нефти, а в ряде случаев перелив может прекратиться совсем. Для восстановления первоначального характера работы скважины здесь также следует переходить на форсированные отборы жидкости, а сам процесс освоения и отработку производить на режимах фонтанирования.

Все это указывает на то, что, прежде чем говорить по данным опробования о характере насыщения интервала, необходимо оценить комплекс мероприятий, проведенных по интенсификации притока нефти и поддержанию устойчивой работы нефтенасыщенной части пласта в процессе освоения и проведения исследований.

Исследование водонефтяных скважин начинается с момента вызова притока и начала их освоения и проводится в следующие две стадии:

- *на первом этапе* (в процессе освоения и подготовки скважины к исследованиям) необходимо убедиться в том, что нефтенасыщенная часть пласта освоена и работает устойчиво, а также оценить продуктивность скважины по нефти, воде и суммарному отбору;

- *на втором этапе* водонефтяные скважины исследуются методом установившихся отборов на четырех-пяти различных режимах

фонтанирования, или работы эрлифта, обеспечивающих полный и равномерный вынос воды из скважины на дневную поверхность. Дебит жидкости измеряется объемным способом после трапа.

Разделение нефти и воды производится путем отстоя и непосредственного замера объемов воды и нефти. При образовании стойких водонефтяных эмульсий разделение нефти и воды производится разгонкой проб небольшого объема на аппарате Дина-Старка, или растворением в бензине, дизтопливе и т.д. На каждом режиме измеряются установившиеся дебиты нефти, воды и жидкости, забойные и устьевые давления, а в остановленной скважине - пластовое давление и температура. Если исследование водонефтяной фонтанирующей скважины проводится при дебите, не обеспечивающем полный и равномерный вынос пластовой воды из ствола на поверхность, то лишь при незначительной обводненности продукции скважины оно производится методом установившихся отборов на нескольких режимах; при значительной же обводненности продукции и небольшим дебите - на одном режиме фонтанирования или свободного перелива. Здесь необходимо проследить за изменениями содержания воды и нефти в отбираемой из скважины жидкости, ее дебитом, устойчивыми буферным и забойным давлениями, замерить забойное давление. Кроме того, перед началом и в конце исследования определяется содержание воды и нефти в стволе скважины путем определения нефтеводораздела отбором проб или поинтервальными замерами давления и определения плотности воды, нефти и их смеси в условиях скважины.

Если за это время непрерывно изменялись дебит жидкости, устьевые давления и положения нефтеводораздела, то по результатам определяется процентное содержание воды и нефти в жидкости, и исследование ограничивается одним режимом.

Водонефтяные непереливающие скважины исследуются по окончании их освоения методом прослеживания уровня или давления. Прослеживание ведется при открытых

затрубной и буферной задвижках. В конце его измеряются забойное давление и нефтеводораздел в скважине. При исследовании непереливающих и переходящих в процессе прослеживания на незначительный перелив скважин наиболее сложным является определение соотношения воды и нефти в жидкости, которое не всегда удается установить достаточно обоснованно. Оно определяется для конкретных условий в зависимости от конструкции скважины - подъемника и способов освоения и исследования. За это время необходимо знать суммарный отбор жидкости, содержание воды и нефти в ней, объемы пластовой воды, накопленной в стволе, и нефти, отобранной из ствола скважины за счет изменения положения нефтеводораздела.

Если установлены η по нефти, воде и суммарному дебиту и в диапазоне изменений давлений и дебитов они остаются постоянными или соответственно возрастают или убывают, то по соотношению η по нефти и воде, вязкостей пластовой воды и нефти и известной суммарной толщине для однородных по проницаемости пластов можно рассчитать работающую толщину нефте- и водонасыщенной части пласта и таким путем уточнить гипсометрическое положение ВНК по результатам опробования.

Аналогичные определения можно производить и в водонефтяных непереливающих скважинах тогда, когда в диапазоне глубин прослеживания уровня коэффициент продуктивности по суммарному дебиту постоянный, а процентное содержание воды и нефти в продукции скважины установлено. В этом случае вместо η по нефти и воде при расчетах используют их процентное содержание.

По остальным категориям водонефтяных скважин, по которым не представляется возможным определить коэффициенты продуктивности, но установлено содержание нефти и воды, также можно рассчитать работающую мощность нефте- и водонасыщенной части пласта в предположении, что процентное содержание нефти и воды в продукции скважины во времени является постоянным.

В этом случае также вместо η по нефти и воде подставляется при расчетах их процентное содержание.

Выводы

Проведенный авторами статьи детальный анализ первичных геолого-промысловых материалов со всей очевидностью показал, что они стали формироваться в результате

форсированной эксплуатации залежей, когда резко повышается текущая обводненность продукции добывающих скважин.

В результате выполненных исследований выявлены причины обводнения продуктивных пластов и предложены практические рекомендации по проведению технологических исследований по уменьшению обводненности скважины.

Список источников

1. Карцев А.А., Гаттенбергер Ю.П., Зорькин Л.М., Колодий В.В. Теоретические основы нефтегазовой гидрогеологии / Под ред. А.А. Карцева. М.: Недра, 1992. 208 с.
2. Клещенко И.И., Зозуля Г.П., Ягафаров А.К. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах. Тюмень: Изд-во ТюмГНГУ, 2010. 344 с.
3. Клещенко И.И., Григорьев А.В., Телков А.П. Изоляционные работы при закачивании и эксплуатации нефтяных скважин. М.: Недра, 1998. 267 с.
4. Леонтьев Д.С., Клещенко И.И. Ограничения и ликвидация водоприток в нефтедобывающих скважинах. Тюмень: Вектор Бук, 2019. 159 с.
5. Пат. 2564704 РФ, МПК Е 21 В 33/138. Способ изоляции притока подошвенных вод в скважине / Д.С. Леонтьев, А.В. Кустышев, Е.В. Паникаровский. 2013125841/03, Заявлено 04.06.2013; Оpubл. 10.10.2015.
6. Пат. 2655490 РФ, МПК Е 21 В 43/32. Способ отсечения конуса подошвенной воды / Д.С. Леонтьев, И.И. Клещенко, А.К. Ягафаров. 2016143971, Заявлено 08.11.2016; Оpubл. 28.05.2018.
7. Пат. 2661935 РФ, МПК Е 21 В 43/32. Способ проведения водоизоляционных работ в добывающей скважине, вскрывшей водонефтяную залежь / Д.С. Леонтьев, И.И. Клещенко, Н.А. Леонтьева. 2017133583, Заявлено 26.09.2017; Оpubл. 23.07.2018.
8. Пат. 2620684 РФ, МПК Е 21 В 43/32. Способ предотвращения притока подошвенных вод в нефтяную добывающую скважину / Д.С. Леонтьев, И.И. Клещенко, В.А. Долгушин. 2016124944, Заявлено 21.06.2016; Оpubл. 29.05.2017.

References

1. Kartsev A.A., Gattenberger Yu.P., Zorkin L.M., Kolodii V.V. *Teoreticheskie osnovy neftegazovoi gidrogeologii* [Theoretical Foundations of Oil and Gas Hydrogeology]. Ed. by A.A. Kartseva. Moscow, Nedra Publ., 1992. 208 p. [in Russian].
2. Kleshchenko I.I., Zozulya G.P., Yagafarov A.K. *Teoriya i praktika remontno-izolyatsionnykh rabot v neftyanykh i gazovykh skvazhinakh* [Theory and Practice of Repair and Insulation Works in Oil and Gas Wells]. Tyumen, TyumGNGU Publ., 2010. 344 p. [in Russian].
3. Kleshchenko I.I., Grigorev A.V., Telkov A.P. *Izolyatsionnye raboty pri zakachivanii i ekspluatatsii neftyanykh skvazhin* [Isolation Work During the Injection and Operation of Oil Wells]. Moscow, Nedra Publ., 1998. 267 p. [in Russian].
4. Leont'ev D.S., Kleshchenko I.I. *Ogranicheniya i likvidatsiya vodopritokov v nefte dobyvayushchikh skvazhinakh* [Restrictions and Elimination of Water Inflows in Oil Wells]. Tyumen, Vektor Buk Publ., 2019. 159 p. [in Russian].
5. Leontev D.S., Kustyshev A.V., Panikarovskii E.V. *Sposob izolyatsii pritoka podoshvennykh vod v skvazhine* [Method for Isolating the Inflow of Plantar Waters in a Well]. Patent RF, No. 2564704, 2015. [in Russian].
6. Leont'ev D.S., Kleshchenko I.I., Yagafarov A.K. *Sposob otsecheniya konusa podoshvennoi vody* [Method of Cutting off the Bottom Water Cone]. Patent RF, No. 2655490, 2018. [in Russian].
7. Leontev D.S., Kleshchenko I.I., Leonteva N.A. *Sposob provedeniya vodoizolyatsionnykh rabot v dobyvayushchei skvazhine, vskryvshe vodoneftyanuyu zalezht'* [The Method of Carrying out Waterproofing Work in a Production Well that has Opened an Oil-Water Deposit]. Patent RF, No. 2661935, 2018. [in Russian].
8. Leontev D.S., Kleshchenko I.I., Dolgushin V.A. *Sposob predotvrashcheniya pritoka podoshvennykh vod v neftyanuyu dobyvayushchuyu skvazhinu* [Method for Preventing Bottom Water Inflow into an Oil Production Well]. Patent RF, No. 2620684, 2017. [in Russian].

Информация об авторах

• Ягафаров Алик Каюмович, доктор геолого-минералогических наук, профессор Тюменский индустриальный университет
Профессор кафедры «Геология месторождений нефти и газа»
Россия, 625000, Тюмень, ул. Володарского, 38
e-mail: yagafarovak@tyuiu.ru

• Закиров Николай Николаевич, доктор технических наук, профессор Тюменский индустриальный университет
Профессор кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин»
Россия, 625000, Тюмень, ул. Володарского, 38
e-mail: zakirov.nikolay@yandex.ru

• Александров Вадим Михайлович, кандидат геолого-минералогических наук, доцент Тюменский индустриальный университет
Доцент кафедры «Геология месторождений нефти и газа»
Россия, 625000, Тюмень, ул. Володарского, 38
e-mail: alexandrov_v@aotandem.ru

• Шлеин Геннадий Андреевич, кандидат технических наук Тюменский индустриальный университет
Доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин»
Россия, 625000, Тюмень, ул. Володарского, 38
e-mail: шлеин@tyuiu.ru

• Мулявин Семён Фёдорович, доктор технических наук, доцент Тюменский индустриальный университет
Профессор кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»
Россия, 625000, Тюмень, ул. Володарского, 38
e-mail: muljavinsf@tyuiu.ru

• Новрузов Орхан Джанполад оглы
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть», Публичное акционерное общество «Нефтяная компания «ЛУКОЙЛ»
Геолог отдела проектирования геологоразведочных работ и прогноза нефтегазоносности Ямальского района
Россия, 625000, Тюмень, ул. Республики, 41
e-mail: orxan10@mail.ru

Information about the authors

• Yagafarov Alik K., Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor Tyumen Industrial University
Professor of Geology of Oil and Gas Fields Department
38, Volodarskiy str., Tyumen, 625000, Russia
e-mail: yagafarovak@tyuiu.ru

• Zakirov Nikolai N., Doctor of Engineering Sciences, Professor Tyumen Industrial University
Professor of Oil and Gas Well Drilling Department
38, Volodarskiy str., Tyumen, 625000, Russia
e-mail: zakirov.nikolay@yandex.ru

• Aleksandrov Vadim M., Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Associate Professor Tyumen Industrial University
Assistant Professor of Geology of Oil and Gas Fields Department
38, Volodarskiy str., Tyumen, 625000, Russia
e-mail: alexandrov_v@aotandem.ru

• Shlein Gennadiy A., Candidate of Engineering Sciences Tyumen Industrial University
Assistant Professor of Oil and Gas Well Drilling Department
38, Volodarskiy str., Tyumen, 625000, Russia
e-mail: шлеин@tyuiu.ru

• Mulyavin Semyon F., Doctor of Engineering Sciences, Associate Professor Tyumen Industrial University
Professor of Development and Operation of Oil and Gas Fields Department
38, Volodarskiy str., Tyumen, 625000, Russia
e-mail: muljavinsf@tyuiu.ru

• Novruzov Orkhan D.
KogalymNIPIneft, Branch of LUKOIL-Engineering, LLC, Public Joint Stock Company Oil Company LUKOIL
Geologist, Department of Designing Exploration Works and Forecasting Oil and Gas Potential of the Yamal Region
41, Republic str., Tyumen, 625000, Russia
e-mail: orxan10@mail.ru

Статья поступила в редакцию 27.03.2023; одобрена после рецензирования 17.04.2023; принята к публикации 15.05.2023.

The article was submitted 27.03.2023; approved after reviewing 17.04.2023; accepted for publication 15.05.2023.