

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.17>

УДК 622.276

Прогнозная оценка фильтрационной способности тонкослоистых коллекторов викуловской свиты по результатам исследования керна и ГИС

Т.Г. Исакова^{1*}, Т.Ф. Дьяконова², А.Д. Носикова², Г.А. Калмыков², А.В. Акиншин³, В.М. Яценко⁴

¹Фонд «Национальное интеллектуальное развитие», Москва, Россия

²Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

³ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

⁴ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

Целью работы является прогноз фильтрационной способности коллекторов по данным керна и ГИС на стадии петрофизического исследования пород до начала активной разработки объекта.

Все результаты получены по данным порометрических характеристик пород на примере викуловских отложений Красноленинского свода. На образцах керна установлены закономерности изменения размеров пор и их вклад в суммарную фильтрацию в зависимости от литофизического типа породы. Предложена классификация пород по радиусам пор, разработана методика оценки фильтрационной способности коллекторов по данным ГИС с расчетом долевого участия каждого прослоя в планируемом интервале перфорации.

Ключевые слова: викуловская свита, фильтрационная способность, радиус пор, литофизический тип, вытеснение флюида

Для цитирования: Исакова Т.Г., Дьяконова Т.Ф., Носикова А.Д., Калмыков Г.А., Акиншин А.В., Яценко В.М. (2021). Прогнозная оценка фильтрационной способности тонкослоистых коллекторов викуловской свиты по результатам исследования керна и ГИС. *Георесурсы*, 23(2), с. 170–178. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.17>

Введение. Породы викуловской свиты нижнемелового возраста представлены алевро-песчаными, песчано-алевритовыми, глинисто-алевролитовыми разностями, неравномерно чередующимися и переслаивающимися по разрезу пластов викуловской свиты (ВК). Последними исследованиями установлено, что глинистая составляющая содержится в рассеянном виде в поровом пространстве и цементирующей части, а не в виде отдельных прослоев (Исакова и др., 2020). Принята модель коллектора – коллектор с микрослоистой текстурной неоднородностью и чередованием слоев алевролитов и песчаников с разной степенью зернистости. Отложения викуловской свиты формировались в мелководных прибрежно-морских, штормовых условиях (пласты ВК₁₋₃), осложнены развитием врезанных речных долин (пласт ВК₂₋₃ врез) в разных частях Красноленинского месторождения (Исакова и др., 2020).

Значительная неоднородность пород по литологии, порометрическим характеристикам, наличие коллекторов с существенно разным по латерали и разрезу фильтрационным потенциалом приводит к неравномерной выработке запасов нефти викуловского объекта. Для наиболее полного вовлечения запасов в разработку предлагается на этапе петрофизических исследований керна производить выбор интервала перфорации, исходя из фильтрационной способности коллекторов с расчетом долевого участия каждого прослоя в общий приток по данным ГИС.

Методика исследований, полученные результаты и их обсуждение. Обычно в практике подсчета запасов углеводородов (УВ) петрофизическая основа для обоснования алгоритмов интерпретации материалов ГИС создается по подсчетным объектам (продуктивным пластам) или группам подсчетных объектов без детализации конкретного объекта по литолого-петрофизическим характеристикам. Это связано с тем, что, во-первых, зачастую, не удается выявить значимые различия во взаимосвязях петрофизических параметров по керну дифференцированно по литотипам пород, фаціальным зонам единого пласта или по каким-либо другим геологическим особенностям рассматриваемых отложений. Во-вторых, наиболее распространенный случай, при выявленных закономерностях изменения свойств пород по керну с дифференциацией по определенным признакам, не удается найти их отражение в показаниях методов ГИС. В связи с этим часть информации об объекте, полученная при исследованиях на керне (микроуровень), теряется и обобщается (усредняется), что не всегда оправдано. В работе по созданию петрофизической модели викуловской свиты выполнена дифференциация единого объекта по лито-петро-геофизическим характеристикам, и анализ керновой информации проведен с учетом принадлежности к выявленным группам. Комплексование литологических и петрофизических особенностей пород по керну и геофизическим характеристикам в разрезах скважин показало, что наиболее контрастными по ГИС являются группы петротипов – литофизические типы.

Анализ с привязкой керна к разрезу тестовых скважин показал, что в пачках ВК₁₋₃ и ВК₂₋₃ врез викуловской свиты по данным ГИС могут быть выделены 6 литофизических типов (табл. 1).

* Ответственный автор: Татьяна Геннадиевна Исакова
E-mail: t.isakova@oilmsu.ru

© 2021 Коллектив авторов

№	ВК ₁₋₃	ВК ₂₋₃ врез	Признак коллектора
1	–	алевро-песчаная порода	коллектор
2	песчано-алевролитовая порода	песчано-алевролитовая порода	коллектор
3	алевролит	–	коллектор
4	глинисто-алевролитовая порода	глинисто-алевролитовая порода	коллектор /неколлектор
5	алевро-глинистая порода	алевро-глинистая порода	неколлектор
6	терригенно-карбонатная порода	терригенно-карбонатная порода	неколлектор

Табл. 1. Основные литофизические типы пород в пластах викуловской свит

Анализ петрофизических параметров по литофизическим типам показал и подтвердил закономерное общеизвестное ухудшение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по мере уменьшения зернистости пород при переходе от песчано-алевролитовых и алевро-песчаных разновидностей к алевролитам глинистым (рис. 1).

Снижение фильтрационных свойств (Кпр) при близкой пористости в мелкозернистых породах по сравнению с более крупнозернистыми связано с уменьшением радиусов пор и поровых каналов, что вытекает из анализа капилляриметрических исследований ядра. На рисунке 2 представлены примеры распределений радиусов пор и их вклада в фильтрацию для одного представительного образца ядра каждого упомянутого литофизического типа.

Результаты анализа размеров пор по данным капилляриметрических исследований показали закономерное изменение радиусов пор по литофизическим типам, что предполагает их разную вовлекаемость в разработку. Процесс фильтрации (вытеснения) флюида в породе при создании перепада давления начинается с пор самого большого размера. Фильтрующая способность породы зависит от соотношения пор разного размера, и чем больше диапазон их изменения, тем позднее подключаются (или не подключаются) к фильтрации поры малого размера, содержащие нефть.

Обобщенные распределения пор по размерам и доле участие их в фильтрации по литофизическим типам и пластам представлены на рисунке 3. В породах ВК₁₋₃ интенсивная (нарастающая) фильтрация происходит по порам, начиная с самого большого размера 10–20 мкм до 1,25–2,5 мкм, которых содержится (рис. 3а): в песчано-алевролитовых породах – 26,2%, в алевролитах – 36,6%, в глинистых алевролитах – 29,6%. Именно эти поры обеспечивают основной вклад в фильтрацию (рис. 3б) – 68,1%, 73,1%, 72,8% по соответствующим литофизическим типам. Поры меньшего размера (менее 1,25 мкм) составляют основную часть в поровом пространстве

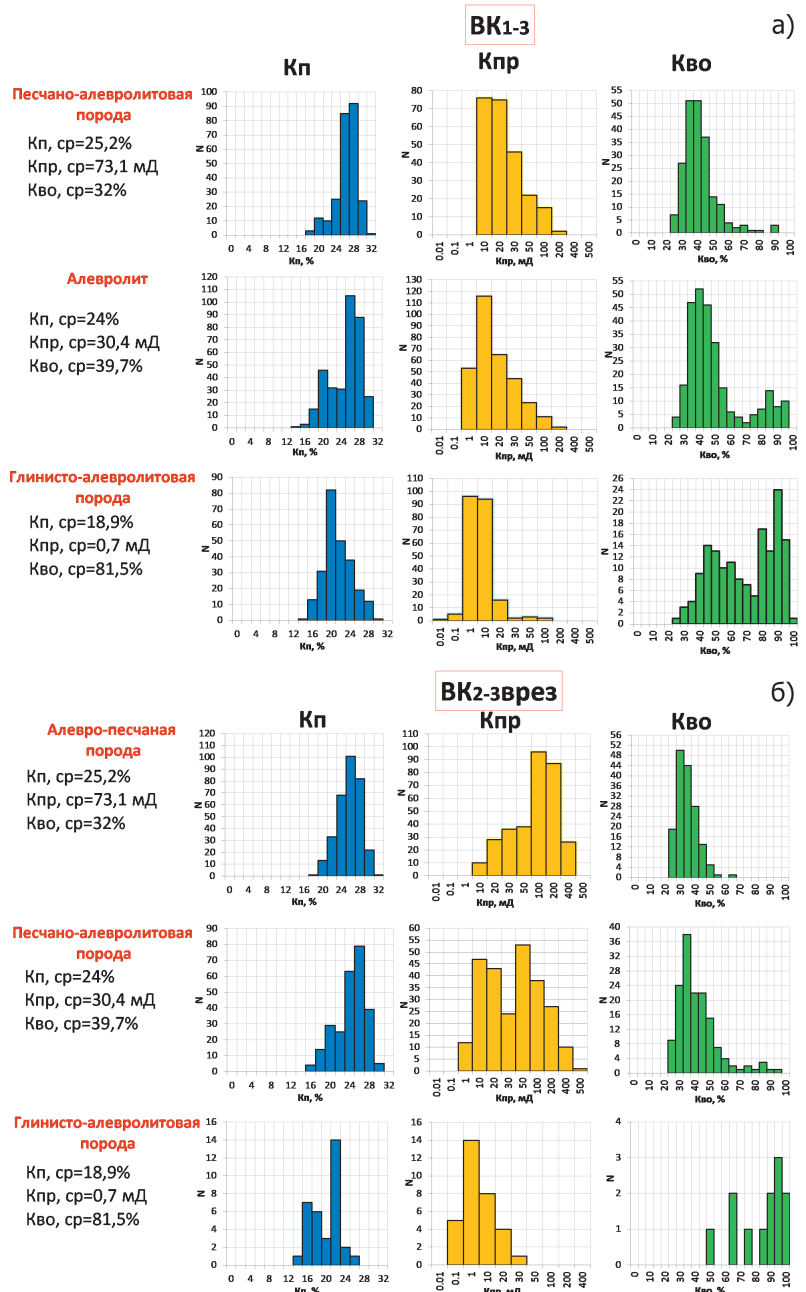


Рис. 1. Распределения петрофизических параметров по литофизическим типам пород пластов ВК₁₋₃ (а) и ВК₂₋₃врез (б)

пород ВК₁₋₃ – 73,8%, 63,4%, 70,4% по литотипам, но для вовлечения их в фильтрацию необходимо прилагать значительные перепады давления. Эксперименты на ядре показали, что в фильтрацию вовлекаются поры размером не менее 0,3–0,6 мкм (в основном более 0,6–1,25 мкм).

В пласте ВК₂₋₃врез в алевро-песчаных и песчано-алевролитовых породах интенсивная и нарастающая фильтрация жидкости происходит по порам (рис. 3а) от самого большого размера до 5–10 мкм, которых в объеме породы содержится всего 23–25%, а их доле участие в фильтрации (рис. 3б) составляет 59,8–64,4%. С уменьшением размера пор (менее 5 мкм) происходит резкое снижение интенсивности фильтрации. Основной объем фильтрации – 85–90% обеспечивают поры размером более 2,5 мкм, поры менее 2,5 мкм остаются практически не вовлеченными в фильтрацию (рис. 3б), несмотря на их значительную долю в объеме породы – 60% (рис. 3а).

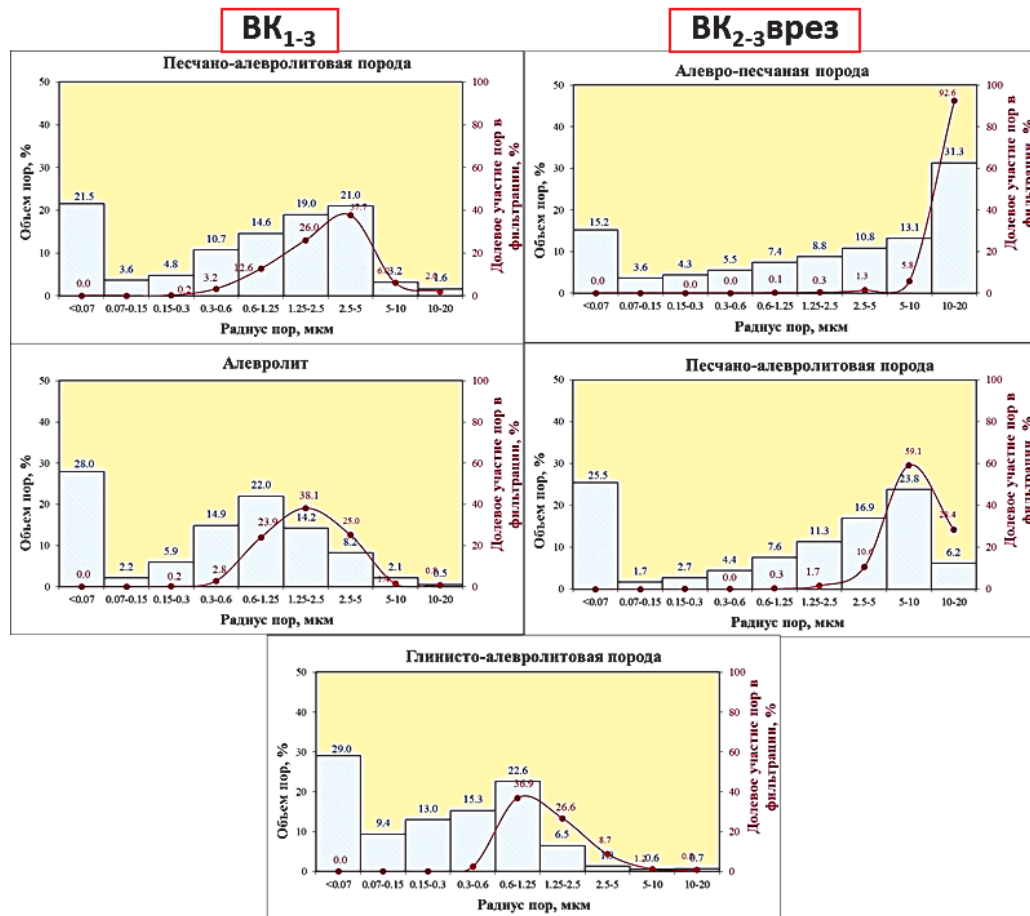


Рис. 2. Примеры распределений пор по размерам и долевое участие пор в фильтрации по образцам керна разных литофизических типов пластов BK_{1-3} и BK_{2-3} врез

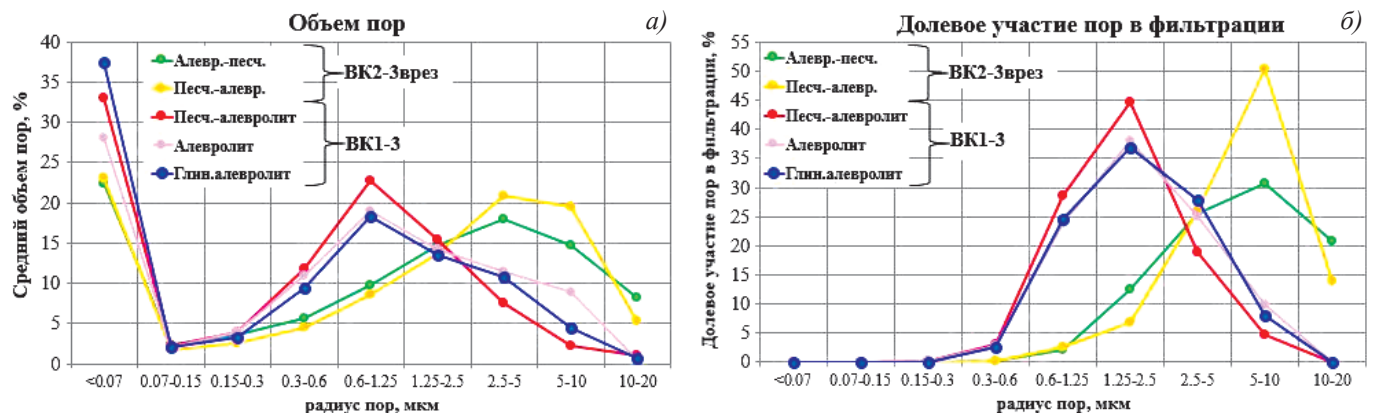


Рис. 3. Сводные распределения объема пор (а) и долевого участия пор в фильтрации (б) по литофизическим типам пород по результатам порометрических исследований керна

Таким образом, порометрические исследования керна свидетельствуют о существенной неоднородности пород викуловской свиты по размерам радиусов пор, что, как можно предположить, будет создавать неравномерную выработку запасов нефти: при наличии в породах пор большого размера фильтрация жидкости происходит именно по ним, более мелкие поры, как правило, не вовлекаются в фильтрацию, несмотря на их значительно больший объем, и запасы УВ в коллекторах с малыми радиусами пор содержатся практически в начальном состоянии. Для начала их работы нужны более высокие капиллярные давления, а для скважинных условий – более высокие депрессии, которые быстро приводят к выработке и обводнению коллекторов с лучшими ФЕС.

Из результатов обобщения экспериментов можно сделать предварительный теоретический вывод о том, что коллекторы BK_{1-3} с преимущественным объемом пор малого размера и равномерным распределением в породе должны иметь более полное вытеснение флюида из порового пространства. Следовательно, в процесс разработки вовлекается максимальный объем породы, несмотря на пониженные значения проницаемости по сравнению с коллекторами BK_{2-3} врез.

Необходимо отметить, что установленные закономерности по результатам порометрических исследований керна присущи для однофазного типа фильтрации – начальный этап разработки залежей. При наличии двухфазного флюида (нефть+вода) процесс фильтрации значительно

усложняется, и в силу вступают законы изменения фазовых проницаемостей по нефти и воде в зависимости от порометрических характеристик породы, свойств пластовых флюидов, высоты залегания коллектора над уровнем зеркала чистой воды ($R_k=0$ МПа). В данной работе рассматривается способ оценки радиусов пор и вклада их в фильтрацию по методам ГИС на этапе петрофизических исследований керна до начала активной разработки, т.е. для случая однофазного состава флюида.

Для того, чтобы от керновых петрофизических и порометрических характеристик перейти к ГИС, было принято условие, что каждый интервал коллектора по ГИС со средними (интегральными) параметрами K_p , K_{pr} , $R_{пор}$ тождественен одному образцу керна, который характеризуется теми же интегральными параметрами.

Алгоритм предварительной обработки керновых исследований:

- рассчитан средневзвешенный по объему радиус фильтрующих пор (при $R_{пор} > 0,3-0,6$ мкм) для каждого образца – $R_{пор,ср}$;

- рассчитан параметр индикатора гидравлической единицы потока (Flow zone indicator – FZI), который является уникальным для каждого гидравлического интервала и рассчитывается по измеренным значениям коэффициента пористости (K_p) и проницаемости ($K_{пр}$) (Амаефале et al., 1993):

$$FZI = \frac{1}{\sqrt{F} \cdot \tau \cdot S_{vgr}} = \frac{0,0314 \cdot \sqrt{\frac{K_{пр}}{K_p}}}{(1-K_p)}$$

где τ – гидравлическая извилистость, S_{vgr} – удельная поверхность зерен скелета, F – коэффициент формы сечения поровых каналов.

Параметр FZI выведен из уравнения Козени-Кармана (Goda, Behrenbruch, 2011) и является соотношением между эффективным объемом порового пространства и его геометрией (Чувлиев, Шкирман, 2018):

$$K_{пр} = \frac{K_p^3}{(1-K_p)^2} \cdot \left(\frac{1}{F \tau^2 S_{vgr}^2} \right)$$

Важным является то, что образцы керна с близкими значениями FZI имеют близкие фильтрационные характеристики. Использование гидравлических единиц потока подразумевает, что каждый тип коллектора характеризуется индивидуальным средним значением FZI (Белозеров, 2011). Параметр FZI активно применяется для оценки проницаемости разных классов пород продуктивных отложений Западной Сибири (Кошовкин, Белозеров, 2007, Фролова, 2012, 2015). В данной работе этот параметр используется для нахождения корреляционной зависимости FZI и среднего радиуса фильтрующих пор $R_{пор,ср}=f(FZI)$.

Согласно классификации пород по литофизическим типам и FZI, получены индивидуальные зависимости $K_{пр}=f(K_p)$, с использованием которых оценена проницаемость по данным ГИС;

- по образцам керна получена зависимость среднего радиуса фильтрующих пор от параметра FZI – $R_{пор,ср}=f(FZI)$ (рис. 4);

- выполнена нормировка радиусов пор ($R_{пор,норм}$) для того, чтобы перейти от абсолютных значений радиусов пор в мкм с широким диапазоном к безразмерному параметру от 0 до 1, для классификации пород

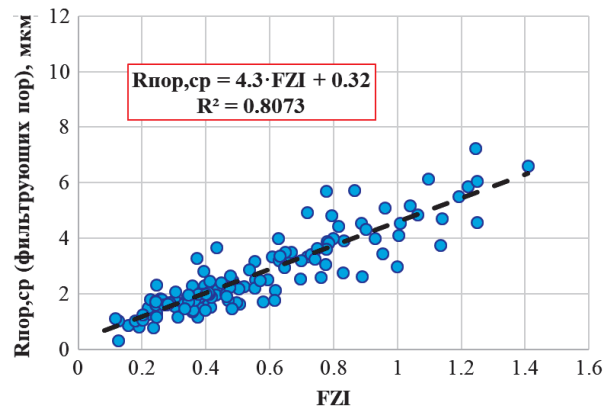


Рис. 4. Зависимость среднего радиуса фильтрующих пор от FZI по результатам исследований керна

по размерам пор. Нормировка выполняется аналогично расчетам двойного разностного параметра по СП, ГК, НК – с использованием минимального ($R_{пор,min}$) и максимального ($R_{пор,max}$) значений радиусов пор:

$$R_{пор,норм} = \frac{R_{порi} - R_{порmin}}{R_{порmax} - R_{порmin}}$$

В качестве максимальной величины радиуса пор принято значение $R_{пор,max}=20$ мкм – наиболее устойчивый максимальный радиус пор по всей выборке образцов (рис. 2). В качестве минимального значения $R_{пор,min}=0,3$ мкм – минимальная величина радиусов пор, участвующих в фильтрации;

- выделено шесть классов порового пространства по нормированным радиусам пор в соответствии с диапазонами измерения радиусов пор на образцах керна: от класса 1 – максимальные размеры пор, до класса 6 – минимальные размеры пор (рис. 5, табл. 2).

Диапазон радиусов пор		Класс порового пространства
Измеренный $R_{пор,мкм}$	Нормированный $R_{пор,норм}$	
10-20	0,49-1	1
5-10	0,24-0,49	2
2,5-5	0,11-0,24	3
1,25-2,5	0,05-0,11	4
0,6-1,25	0,02-0,05	5
0,3-0,6	0-0,02	6

Табл. 2. Классы порового пространства по нормированным радиусам пор

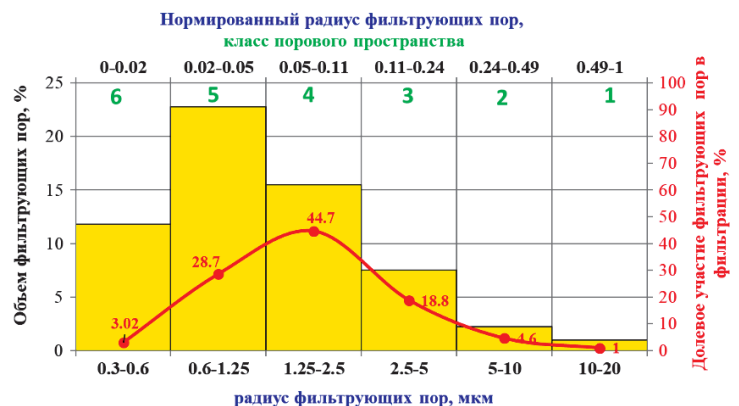


Рис. 5. Пример нормированных и реальных диапазонов радиусов фильтрующих пор и классов порового пространства

- получены зависимости долевого участия в фильтрации пор разного размера (Df) от их объема (V_p) в образце породы (рис. 6).

Из рисунка 6 видно, что фильтрующая способность образца породы определяется, помимо радиусов, объемом пор конкретного размера. Установлены индивидуальные зависимости для классов 1–3 и 4–6 порового пространства пластов BK_{1-3} и для классов 1–2 и 3–6 пласта BK_{2-3} врез. Совершенно очевидно, что классы 1–3 для BK_{1-3} и BK_{1-2} для BK_{2-3} врез определяют преимущественную фильтрационную способность породы, даже при малом объеме пор данного размера. Поры классов 4–6 (BK_{1-3}) и 3–6 (BK_{2-3} врез) начинают играть существенную роль в фильтрации только при объеме их в коллекторе более 20%.

Таким образом, имея пористость, проницаемость, FZI, класс порового пространства, объем пор каждого класса, можно рассчитать долевое участие пор (интервалов разреза) в фильтрации.

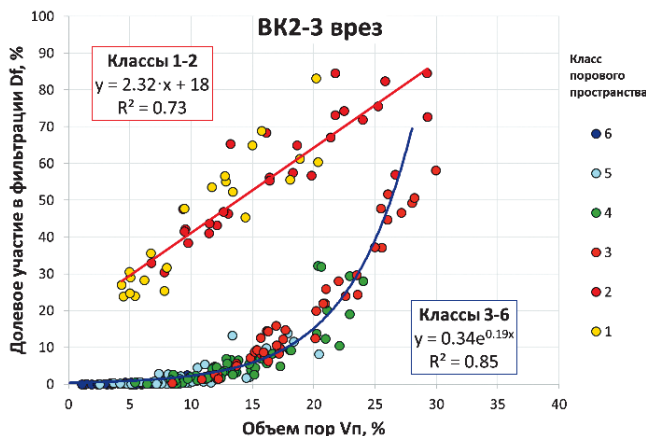


Рис. 6. Зависимости долевого участия пор в фильтрации Df от объема пор V_p по классам порового пространства

Алгоритм расчетов долевого участия пор в фильтрации по данным ГИС

В интервале разреза, включающего несколько прослоев коллекторов с разными свойствами ($H_{эф}$, K_p , $K_{пр}$), прогноз долевого участия каждого проницаемого слоя в суммарном притоке при заданном (планируемом) интервале перфорации производится по следующему алгоритму:

- расчет FZI по прослоям коллектора с известными величинами пористости и проницаемости;
- расчет среднего радиуса фильтрующих пор по прослоям с использованием зависимости «кern-кern» $R_{пор, ср} = f(FZI): R_{пор, ср} = 4,69 \cdot FZI + 0,3$ (рис. 4);
- нормировка рассчитанных радиусов пор прослоев в заданном интервале разреза с определением минимального и максимального значений радиусов пор и расчет: $R_{пор, норм}$. Максимальный и минимальный радиусы фильтрующих пор $R_{пор, max}$ и $R_{пор, min}$ для нормировки не являются константами и будут меняться как от скважины к скважине (если брать полный разрез), так и в разрезе каждой скважины, если брать разные интервалы планируемой перфорации для получения доли коллекторов в суммарном притоке;
- присвоение класса порового пространства каждому прослою коллектора по величине нормированного радиуса фильтрующих пор (табл. 2);

- определение доли коллектора в суммарной эффективной толщине рассматриваемого интервала (Dh), что является аналогом объема пор определенного размера ($V_{пор}$) при порометрических исследованиях на керне:

$$Dh = \frac{H_i}{\sum H_i} \cdot 100\%,$$

где H_i – толщина i -го прослоя коллектора в рассматриваемом интервале $\sum H_i$;

- определение доли каждого коллектора в фильтрации (Df) по классу порового пространства и его объему (Dh) в интервале перфорации по следующим уравнениям (рис. 6, табл. 3);

Пласт	Класс порового пространства	Уравнение зависимостей $Df = f(Dh)$, %
BK_{1-3}	1, 2, 3	$Df_i = 1,54 \cdot Dh + 27,65$
	4, 5, 6	$Df_i = 0,1 \cdot e^{0,21 \cdot Dh}$
BK_{2-3} врез	1, 2	$Df_i = 2,32 \cdot Dh + 18$
	3, 4, 5, 6	$Df_i = 0,34 \cdot e^{0,19 \cdot Dh}$

Табл. 3. Уравнения расчета доли коллектора в фильтрации по классу порового пространства

- расчет вклада конкретного коллектора в фильтрацию в заданном интервале разреза производится путем деления каждой из полученных долей на сумму Df_i в интервале перфорации:

$$Df = \frac{Df_i}{\sum Df_i}$$

Анализ полученных результатов

Для опробования описанной выше методики были использованы несколько скважин исследуемой территории. В скважинах проведен полный комплекс ГИС, выполнены литологическое расчленение разреза и выделение коллекторов, определены коэффициенты пористости и проницаемости с дифференциацией по литофизическим типам. В данной статье описание методик интерпретации ГИС не приводится, все полученные параметры считаются уже известными. Также, чтобы не перегружать иллюстрациями, на планшетах представлены только кривые СП, ИК, КВ.

На рисунке 7 и в таблице 4 показан пример определения вклада в фильтрацию прослоев коллекторов по одной из скважин при планировании различных интервалов перфорации.

Интервал перфорации 1 включает коллекторы двух пластов BK_1 и BK_{2-3} врез, существенно различающихся по ФЕС и порометрическим характеристикам: BK_1 – по прослоям коллекторов проницаемость меняется в диапазоне 7,1–18,8 мД, радиус пор – от 1,9 до 2,2 мкм с $R_{пор, ср} = 2$ мкм; BK_{2-3} врез – диапазон $K_{пр} = 14,6$ –142 мД, радиус пор меняется от 2,9 мкм до 5,8 мкм с $R_{пор, ср} = 4$ мкм. В соответствии с порометрической характеристикой коллекторы пласта BK_1 относятся преимущественно к шестому и пятому (худшим) классам порового пространства – 71% от суммарной толщины коллектора BK_1 , коллекторы пласта BK_{2-3} врез – к 1 и 2 классам – 84% от толщины коллектора BK_{2-3} врез. Вполне закономерно, что основной вклад в приток будут обеспечивать коллекторы пласта BK_{2-3} врез (97%) – 60% от эффективной толщины перфорируемого объекта, а коллекторы BK_1 практически не вовлекаются в работу при совместной перфорации столь неоднородных

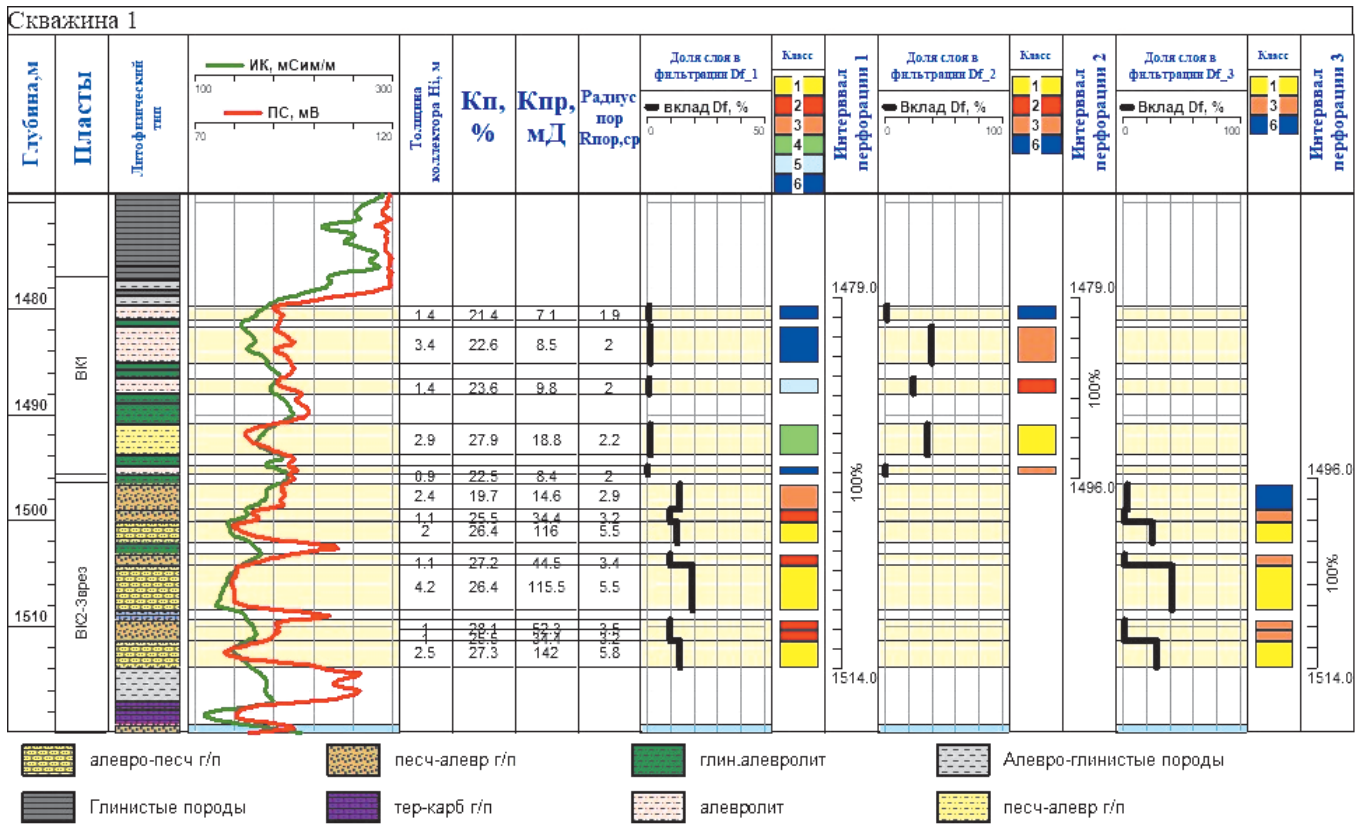


Рис. 7. Пример оценки фильтрационной способности коллекторов при различных интервалах планируемой перфорации

по поровой характеристике пластов (табл. 4).

Интервал перфорации 2 включает только коллекторы пласта ВК₁ с равномерно низкими ФЕС и малыми радиусами пор – по прослоям коллекторов проницаемость меняется в диапазоне 7,1-18,8 мД, радиус пор – от 1,9 до 2,2 мкм. Для вызова притока из пласта с ухудшенными свойствами, согласно приведенным выше капиллярным исследованиям на керне (рис. 3), требуются более высокие депрессии. Приток в скважину будут обеспечивать большие по толщине прослои, но в работу будет вовлечено 77% от суммарной эффективной толщины перфорированного объекта, т.е. выработка нефти будет более полная, чем в предыдущем случае ($\sum Df_1=60\%$).

Интервал перфорации 3 включает коллекторы пласта ВК_{2,3}-врез с высокими фильтрационными свойствами и радиусами пор: диапазон изменения проницаемости 14,6–142 мД, радиус пор меняется от 2,9 мкм до 5,8 мкм. В соответствии с классификацией по нормированным радиусам пор 60% толщины проперфорированных коллекторов относится к 1 классу и обеспечивают основной вклад в приток – 94%, остальные интервалы коллекторов слабо подключаются к фильтрации – 40% от проперфорированной толщины коллекторов.

Сопоставление расчетных и фактических результатов по промыслово-геофизическим исследованиям

Сравнение расчетных величин вклада в фильтрацию прослоев коллекторов по вышеизложенной методике с фактическими данными по работающим интервалам по промыслово-геофизическим исследованиям (ПГИ) в двух скважинах, показано на рисунке 8. Результаты ПГИ взяты авторами из заключений по работе скважин.

В скважине 2 (рис. 8(а)) произведена перфорация объекта ВК₁ и после проведения ГРП получен приток

нефти с водой дебитами Q_н=61,9 т/сут, Q_в=34 т/сут. По результатам ПГИ отмечается работа всех вскрытых перфорацией коллекторов в следующем соотношении сверху вниз – 15%, 20%, 65%. Также установлена заколонная циркуляция жидкости (ЗКЦ) из нижележащих неперфорированных участков разреза, что объясняет получение воды в притоке.

Расчет фильтрационной способности коллекторов по их порометрической характеристике показал близкие результаты: вклад в суммарный приток составляет сверху вниз по разрезу – 14,7%, 25%, 60% (рис. 8(а)). В рассмотренном случае 100% проперфорированной эффективной толщины подключаются к работе.

В скважине 3 (рис. 8(б)) произведена совместная перфорация объектов ВК₁ и ВК_{2,3}-врез. После проведения гидроразрыва пластов (ГРП) получен приток нефти с водой общим дебитом Q_ж=67 т/сут с обводненностью 27,2%. По результатам ПГИ отмечается работа всех вскрытых перфорацией коллекторов в следующем соотношении сверху вниз – 5%, 1%, 5%, 10%, 79%. Также установлена заколонная циркуляция жидкости из нижележащих неперфорированных участков разреза, что объясняет получение воды в притоке.

Расчет фильтрационной способности коллекторов по их порометрической характеристике показал достаточно близкие результаты: вклад в суммарный приток сверху вниз по разрезу составляет – 11,5%, 1,7%, 5%, 15,3%, 66,5% (рис. 8(б)).

Необходимо отметить, что испытания и ввод скважин в эксплуатацию на изучаемом месторождении производятся в подавляющем большинстве скважин после проведения ГРП. В связи с пластичностью пород викуловской свиты соотношение долей фильтрации прослоев с разными ФЕС

Скв	Пласт	Интервал коллектора, м		Литофизический тип*	Н, м	Кл, %	Кпр, мД	FZI	Rпор, ср, мкм	Интервал перфорации 1			Интервал перфорации 2			Интервал перфорации 3								
		Кровля	Подошва							Dh, %	Rпор, норм	Класс	Вклад в фильтр. ВК1	Доля в фильтр. Df 1, %	Dh, %	Rпор, норм	Класс	Вклад в фильтр. ВК1	Доля в фильтр. Df 2, %	Dh, %	Rпор, норм	Класс	Вклад в фильтр. врез	Доля в фильтр. Df 3, %
8656	ВК1	1479,7	1481,1	107	1,4	21,4	7,1	0,35	1,9	5,5	0,00	6	1,0	0,3	14	0,00	6	2,5	1,2	15,7	0,00	6	6,7	3,4
8656	ВК1	1481,7	1485,1	107	3,4	22,6	8,5	0,36	2,0	13,4	0,01	6	4,4	1,5	34	0,14	3	80,0	39,1	7,2	0,13	3	1,3	0,7
8656	ВК1	1486,6	1488	107	1,4	23,6	9,8	0,36	2,0	5,5	0,02	5	1,0	0,3	14	0,27	2	49,2	24,0	13,1	0,89	1	48,3	24,5
8656	ВК1	1490,9	1493,8	108	2,9	27,9	18,8	0,41	2,2	11,5	0,08	4	3,0	1,0	29	1,00	1	72,3	35,3	7,2	0,18	3	1,3	0,7
8656	ВК1	1494,8	1495,7	107	0,9	22,5	8,4	0,36	2,0	3,6	0,01	6	0,7	0,2	9	0,13	3	0,8	0,4	27,5	0,89	1	81,7	41,3
8656	ВК2-3врез	1496,6	1499,6	101	2,4	19,7	14,6	0,55	2,9	9,5	0,24	3	40,0	13,6	9,5	0,34	2	28,1	9,5	6,5	0,22	3	1,2	0,6
8656	ВК2-3врез	1499	1500,1	101	1,1	25,5	34,4	0,62	3,2	4,3	0,34	2	28,1	9,5	4,3	0,91	1	36,3	12,3	7,2	0,13	3	1,3	0,7
8656	ВК2-3врез	1500,1	1502,1	100	2	26,4	116,0	1,10	5,5	7,9	0,91	1	36,3	12,3	4,3	0,38	2	28,1	9,5	6,5	0,22	3	1,2	0,6
8656	ВК2-3врез	1503,1	1504,2	101	1,1	27,2	44,5	0,66	3,4	16,6	0,91	1	56,5	19,2	4,0	0,41	2	27,2	9,2	6,5	0,13	3	1,2	0,6
8656	ВК2-3врез	1504,2	1508,4	100	4,2	26,4	115,5	1,10	5,4	4,0	0,34	2	27,2	9,2	4,0	0,34	2	27,2	9,2	16,3	1,00	1	55,9	28,3
8656	ВК2-3врез	1509,3	1510,3	101	1	28,1	52,3	0,68	3,5	9,9	1,00	1	40,9	13,9	9,9	1,00	1	40,9	13,9	16,3	1,00	1	55,9	28,3
8656	ВК2-3врез	1510,3	1511,3	101	1	25,5	34,4	0,62	3,2	4,0	0,34	2	27,2	9,2	4,0	0,34	2	27,2	9,2	16,3	1,00	1	55,9	28,3
8656	ВК2-3врез	1511,3	1513,8	100	2,5	27,3	142,0	1,17	5,8	9,9	1,00	1	40,9	13,9	9,9	1,00	1	40,9	13,9	16,3	1,00	1	55,9	28,3

Табл. 4. Результаты оценки фильтрационной способности коллекторов при различных интервалах планируемой перфорации. 100 – алевро-песчаные породы, 101 – песчано-алевролитовые породы, 107 – алевролит, 108 – песчано-алевролитовые породы

практически не нарушается по сравнению с хрупкими карбонатными породами (Уолкотт, 2001). Сравнение расчетных фильтрационных характеристик работающих интервалов и фактических результатов ПГИ свидетельствует о работоспособности предложенной методики.

Выводы

Детальное изучение керна показало значительную неоднородность викуловского объекта Краснотеннинского месторождения по порометрическим характеристикам. Неучет неоднородности разреза является одной из причин низкой нефтеотдачи, опережающего обводнения по высокопроницаемым прослоям, неполной выработки нефти из низкопроницаемых коллекторов при совместной перфорации с высокопроницаемыми интервалами (Гиматудинов, 1971).

Разработана методика оценки фильтрационной активности коллекторов по данным ГИС с учетом структуры порового пространства и радиусов пор каждого прослоя коллектора на этапе петрофизических исследований керна до начала активной разработки.

Методика включает расчет по ГИС относительных параметров: нормированный радиус фильтрующих пор (Rпор, норм), класс коллектора, доля коллектора в суммарной эффективной толщине (Dh) и вклад коллектора в фильтрацию (Df). Данные параметры нормируются в каждом планируемом интервале перфорации конкретной скважины для оценки вклада в приток и планирования выработки запасов по разрезу пласта. Сравнение нормированных показателей в разных скважинах возможно при аналогичной характеристике по свойствам и толщине коллектора в интервале перфорации.

Методика позволяет планировать интервалы перфорации с учетом вклада прослоя коллектора в приток и выбирать наиболее предпочтительные варианты для максимальной выработки нефти в каждом конкретном случае.

Методика может применяться для любых отложений с предварительной петрофизической настройкой на порометрические характеристики собственного керна.

Для оптимизации процесса разработки по данным керна и ГИС рекомендуется выполнять дифференцированный анализ фильтрационных характеристик коллекторов на раннем этапе изучения объекта.

Литература

Белозеров В.Б. (2011). Ловушки нефти и газа, моделирование залежей углеводородов. Томск: ТПУ, 143 с.
 Гиматудинов Ш.К. (1971). Физика нефтяного и газового пласта. 2 изд. Москва: Недра, 312 с.
 Исакова Т.Г., Дьяконова Т.Ф., Носикова А.Д., Савченко Д.С., Коробова Н.И., Сауткин Р.С., Калмыков А.Г., Калмыков Г.А. (2020). Новые представления о модели коллектора викуловской свиты Краснотеннинского месторождения (Западная Сибирь). *Вестник Московского университета*, 3, с. 66–74. <https://doi.org/10.33623/0579-9406-2020-3-66-74>.
 Кошовкин И.Н., Белозеров В.Б. (2007). Отображение неоднородностей терригенных коллекторов при построении геологических моделей нефтяных месторождений. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 310(2), с. 26–32.
 Уолкотт Д. (2001). Разработка и управление месторождениями при заводнении. Москва: Юкос, 144 с.
 Фролова Е.В. (2012). Выделение гидравлических единиц потока – ключевое направление для классификации терригенных коллекторов (на примере одного из месторождений севера Западной Сибири). *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело*, 2, с. 25–31.

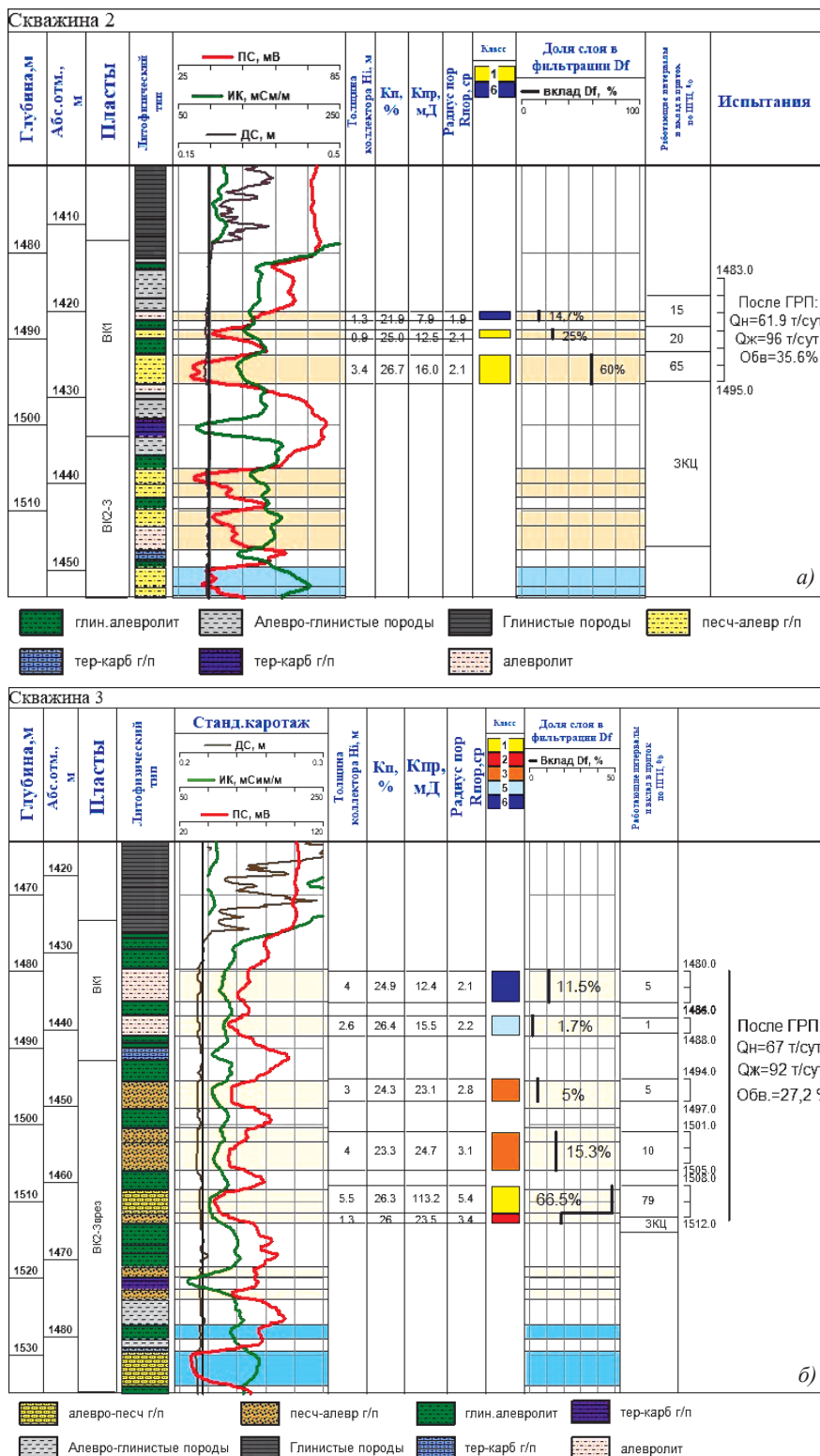


Рис. 8. Сопоставление расчетных и фактических результатов по ПГИ по скважине 2 (а) и скважине 3 (б)

Фролова Е.В. (2015). Пример методики построения геологической модели нефтяного коллектора. *Евразийский Союз Ученых*, 7(16), с. 104–107.

Чувилев В.О., Шкирман Н.П. (2018). Альтернативный анализ фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пачек чокракского возраста на примере месторождения песчаное. *Булатовские чтения*, Т. 1, с. 209–215.

Amaefule J.O. et al. (1993). Enhanced Reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. SPE 26436. <https://doi.org/10.2118/26436-MS>

Goda H., Behrenbruch P. (2011). A Universal Formulation for the Prediction of Capillary Pressure. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. <https://doi.org/10.2118/147078-MS>

Сведения об авторах

Татьяна Геннадиевна Исакова – эксперт Фонда «Национальное интеллектуальное развитие»
Россия, 119234, Москва, Ломоносовский пр., д. 27, к.1
e-mail: t.isakova@oilmsu.ru

Татьяна Фёдоровна Дьяконова – доктор геол.-мин. наук, чл. корр. РАЕН, ведущий научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, геологический факультет, Московский Государственный Университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119991, Москва, Ленинские горы, д. 1

Алена Дмитриевна Носикова – аспирант кафедры сейсмологии и геоакустики, Московский Государственный Университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119991, Москва, Ленинские горы, д. 1

Георгий Александрович Калмыков – доктор геол.-мин. наук, профессор кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Александр Вадимович Акиншин – кандидат геол.-мин. наук, эксперт по петрофизике, ООО “Тюменский нефтяной научный центр”

Россия, 625048, Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42

Владислав Михайлович Яценко – заместитель начальника Управления геолого-гидродинамического моделирования и экспертизы, ПАО “НК “Роснефть”

Россия, 115035, Москва, Софийская наб., д. 26/1

Статья поступила в редакцию 18.02.2021;

Принята к публикации 05.05.2021; Опубликовано 25.05.2021

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Predictive assessment of the fluid loss properties of thin-layer reservoirs of Vikulovskaya series based on the results of core and well logs

T.G. Isakova^{1*}, T.F. Dyakonova², A.D. Nosikova², G.A. Kalmykov², A.V. Akinshin³, V.M. Yatsenko⁴

¹National Intellectual Development Foundation, Moscow, Russian Federation

²Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

³Tyumen Oil Research Center LLC, Tyumen, Russian Federation

⁴Rosneft PJSC, Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: Tatyana G. Isakova, e-mail: t.isakova@oilmsu.ru

Abstract. The aim of the work is to predict the filtration capacity of reservoirs based on core and well logs data at the stage of petrophysical study of rocks before the start of active development of the object.

All the results were obtained from the data of porometric characteristics of rocks on the example of the vikulovskaya series's deposits of the Krasnoleninsky arch. The patterns of changes in pore sizes and their contribution to the total filtration depending on the lithophysical type of the rock were established on the core plug. A classification of rocks by pore radii is proposed, and a method for assessing the filtration capacity of reservoirs based on well logs data is developed, with the calculation of the share of each layer in the planned perforation interval

Key words: Vikulovskaya series, fluid loss properties, pore radius, lithotype, fluid expulsion

Recommended citation: Isakova T.G., Dyakonova T.F., Nosikova A.D., Kalmykov G.A., Akinshin A.V., Yatsenko V.M. (2021). Predictive assessment of the fluid loss properties of thin-layer reservoirs of Vikulovskaya series based on the results of core and well logs. *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 170–178. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.17>

References

- Amaefule J.O. et al. (1993). Enhanced Reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. SPE 26436. <https://doi.org/10.2118/26436-MS>
- Belozarov V.B. (2011). Oil and gas traps, hydrocarbon reservoir modeling. Tomsk: TPU, 143 p. (In Russ.)
- Chuvilev V.O., Shkirman N.P. (2018). An alternative analysis of the reservoir properties of the productive units of the Chokrak age on the example of the sandy deposit. *Bulatov readings*, vol. 1, pp. 209–215. (In Russ.)
- Frolova E.V. (2012). Definition of the hydraulic flow units - the leading purpose for the classification of terrigenous sedimentary reservoirs (according to the example of one oilfield, Western Siberia basin). *Bulletin of the Perm National Research Polytechnic University. Geology, oil and gas and mining*, 2, pp. 25–31. (In Russ.)
- Frolova E.V. (2015). An example of a methodology for constructing a geological model of an oil reservoir. *Eurasian Union of Scientists*, 7(16), pp. 104–107. (In Russ.)
- Gimatudinov Sh.K. (1971). Physics of oil and gas reservoir. II edition. Moscow: Nedra, 312 p. (In Russ.)
- Goda H., Behrenbruch P. (2011). A Universal Formulation for the Prediction of Capillary Pressure. *SPE Annual Technical Conference and*

Exhibition. <https://doi.org/10.2118/147078-MS>

Isakova T.G., Diakonova T.F., Nosikova A.D., Savchenko D.S., Korobova N.I., Sautkin R.S., Kalmykov A.G., Kalmykov G.A. (2020). New notions of Vikulovskaya series reservoir model in the area of Krasnoleninskoye field (Western Siberia). *Moscow University Bulletin. Series 4. Geology*, 3, pp. 66–74. (In Russ.) <https://doi.org/10.33623/0579-9406-2020-3-66-74>

Koshovkin I.N., Belozarov V.B. (2007). Display of heterogeneities of terrigenous reservoirs in the construction of geological models of oil fields. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Engineering of georesources*, 310(2), pp. 26–32. (In Russ.)

Wolcott D. (2001). Waterflooding: Design, Performance and Surveillance methods to optimize rate and reserves. Moscow: Yukos, 144 p. (In Russ.)

About the Authors

Tatyana G. Isakova – Expert, National Intellectual Development Foundation

27, build. 1, Lomonosovsky ave., Moscow, 119192, Russian Federation

E-mail: t.isakova@oilmsu.ru

Tatyana F. Diakonova – DSc (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Alena D. Nosikova – PhD student of the Department of Seismometry and Geoacoustics, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Georgy A. Kalmykov – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Alexander V. Akinshin – PhD (Geology and Mineralogy), Expert in Petrophysics, Tyumen Oil Research Center LLC

42, Maxim Gorky str., Tyumen, 625048, Russian Federation

Vladislav M. Yatsenko – Deputy Head of the Department of Geological and Hydrodynamic Modeling and Expertise, Rosneft PJSC

26/1, Sofiyskaya bank., Moscow, 115035, Russian Federation

Manuscript received 18 February 2021;

Accepted 5 May 2021;

Published 25 May 2021