

Особенности строения и оценки нефтенасыщенности верхнеюрских низкоомных коллекторов

на примере Ватьеганского месторождения Западной Сибири

А.Д. Комова

начальник отдела петрофизики¹
adkomova@cge.ru

Т.Ф. Дьяконова

д.т.н., профессор, начальник отделения геотомографических технологий¹
tfdyakonova@cge.ru

Т.Г. Исакова

главный специалист по петрофизике и подсчету запасов¹
tgisakova@cge.ru

Л.К. Бата

геофизик¹
lkbata@cge.ru

А.А. Калугин

начальник отдела запасов углеводородов²
alexandr.kalugin@lukoil.com

В.Ю. Терентьев

главный специалист отдела геологического моделирования месторождений углеводородов²
vladimir.terentev@lukoil.com

¹АО «ЦГЭ», Москва, Россия

²ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия

В статье рассматриваются особенности низкоомных коллекторов васюганской свиты Ватьеганского месторождения Западной Сибири и проблема оценки их коэффициента нефтенасыщенности. Обсуждены факторы, влияющие на снижение сопротивления пород и сделан вывод, что на снижение сопротивления пород пласта ЮВ₁ Ватьеганского месторождения основное влияние оказывает фракционный состав отложений. Предложен алгоритм разделения пласта ЮВ₁ на литотипы по данным ГИС, соответствующие традиционной и низкоомной частям разреза.

Материалы и методы

Методика разделения отложений васюганской свиты на литотипы по данным ГИС.

Ключевые слова

низкоомные коллекторы, гранулометрия, коэффициент нефтенасыщенности

Низкоомные коллекторы — это продуктивные нетрещиноватые коллекторы, характеризующиеся низкими сопротивлениями и, соответственно, заниженными значениями K_n , полученными с использованием удельных сопротивлений и традиционных петрофизических связей $P_n - K_n$ и $P_n - K_v$ [1].

Были рассмотрены пласты ЮВ₁¹ и ЮВ₁² васюганской свиты Ватьеганского нефтяного месторождения Западной Сибири. Изучаемый разрез представлен песчано-алевритовыми породами с прослоями аргиллитов. Установлено, что отложения ЮВ₁¹-ЮВ₁² характеризуются регрессивным типом осадконакопления, о чем свидетельствует нарастающее снизу вверх опесчанивание разреза.

Особенностью рассматриваемых отложений является получение притоков нефти по всему интервалу пластов ЮВ₁ и фактическое отсутствие ВНК по результатам испытаний разведочных скважин. Верхняя часть разреза — пласт ЮВ₁¹ — характеризуется высокими ФЕС, высокими значениями удельного сопротивления. Для нижней части разреза — пласт ЮВ₁² — характерно снижение УЭС, что обычно интерпретируется по ГИС как водоносный коллектор. По этой причине расчет коэффициента нефтенасыщенности по стандартной методике в нижней части разреза приводит к получению заниженных значений ($< K_{no}$), что противоречит данным испытаний и добычи. Таким образом, задачей настоящей работы было не только объяснение природы низкоомных коллекторов, но и решение практической задачи по оценке коэффициента нефтенасыщенности.

В традиционном терригенном разрезе снижение УЭС при неизменной пористости коллектора свидетельствует о смене характера насыщенности пласта с нефти на воду [2, 3, 4]. Пример геолого-геофизического планшета с выделением нефти и воды по ГИС, а также с результатами испытаний, подтверждающих установленное по ГИС насыщение, представлен на рис. 1. На рис. 2 приведен геолого-геофизический планшет с низкоомными пластами с вынесенными данными по перфорации и ПГИ, из которых следует, что приток нефти получен из интервала, проинтерпретированного как водоносный по ГИС, так как он характеризуется снижением удельного электрического сопротивления.

Одной из возможных причин появления низкоомных прослоев в продуктивном разрезе является влияние разработки месторождения более 10 лет на снижение величин УЭС и K_n . Анализ величин УЭС_п по индукционному каротажу в зависимости от года бурения скважины показал, что не наблюдается снижения сопротивления в скважинах, пробуренных позднее начала эксплуатации месторождения.

В нефтегазовой отрасли проблема низкоомных коллекторов изучается на протяжении 50 лет. В настоящий момент в литературе упоминаются следующие основные причины, влияющие на снижение величины сопротивления пород:

- Микрослоистая последовательность песчанников и глин (анизотропия пород). Микрослои глин оказывают шунтирующее влияние на сопротивление пласта.

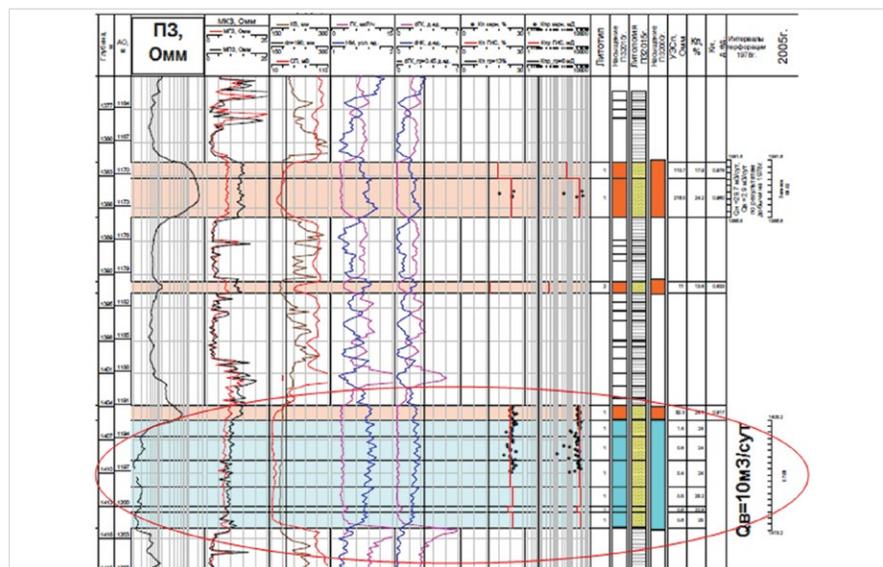


Рис. 1 — Геолого-геофизическая характеристика скважины с получением притоков нефти и воды

- Локальное присутствие низко минерализованной пластовой воды и связанная с этим поверхностная проводимость.
- Электронная проводимость внутри матрицы породы. Акцессорные минералы (например, пирит) выступают в качестве дополнительного проводника.
- Высокие значения связанной воды — повышенная глинистость коллекторов, тонкозернистость песчаников, внутренняя микропористость скелетной фракции.

Ниже рассмотрены факторы, исходно влияющие на снижение УЭС по сравнению с традиционными коллекторами.

1) **Микрослоистость (анизотропия).** На фотографии зерна, отобранного по пласту ЮВ₁ Ватьеганского месторождения (рис. 3), видно монолитное строение коллектора. Для сравнения приведена фотография зерна викуловской свиты Каменной площади, представленного микрослоистым переслаиванием песчаников и аргиллитов — типичный анизотропный разрез пласта ВК1 (рис. 4). В изучаемых отложениях ЮВ₁ аномальная микрослоистая последовательность песчаников и глин отсутствует.

2) **Аномально низкая минерализация пластовых вод.** Пласты ЮВ₁¹ и ЮВ₁² являются единой гидродинамической системой. Минерализация пластовых вод васюганских отложений является типичной для верхнеюрских отложений. При единой минерализации пластовой воды пласт ЮВ₁¹ интерпретируется как традиционный коллектор, а пласт ЮВ₁² является низкоомным.

3) **Присутствие минералов с электронной проводимостью.** Основным минералом подобного типа в осадочных горных породах является пирит. Согласно описанию шлифов и данным рентгено-структурного анализа, содержание пирита в пластах ЮВ₁¹ и ЮВ₁² встречается повсеместно и равномерно и колеблется в пределах от 1 до 3%, составляя в среднем 1%, не образуя проводящих цепей, из-за которых происходит снижение УЭС. При этом пласт ЮВ₁¹ обладает более высоким сопротивлением и интерпретируется по ГИС как нефтенасыщенный, а пласт ЮВ₁² имеет низкое сопротивление и интерпретируется водоносным. Из литературных источников известно, что влияние пирита на величину сопротивления отмечается при его содержании в породе более 7% [5, 6].

4) **Высокое содержание связанной воды.** На величину коэффициента остаточной водонасыщенности могут оказывать влияние: внутренняя микропористость скелетной части породы, вещественный состав глинистой компоненты, гранулометрический состав отложений.

Внутренняя микропористость — пористость внутри матрицы породы за счет вторичных изменений в зернах скелета. На рис. 5 приведен снимок отложений чаркабожской свиты Песчаноозерского месторождения, полученный растровым электронным сканирующим микроскопом и демонстрирующий, что в результате гидрохимической коррозии появляется дополнительная внутренняя емкость в зернах матрицы. На РЭМ-снимке васюганских отложений Ватьеганского месторождения (рис. 6) вторичных изменений в зернах пород не наблюдается.

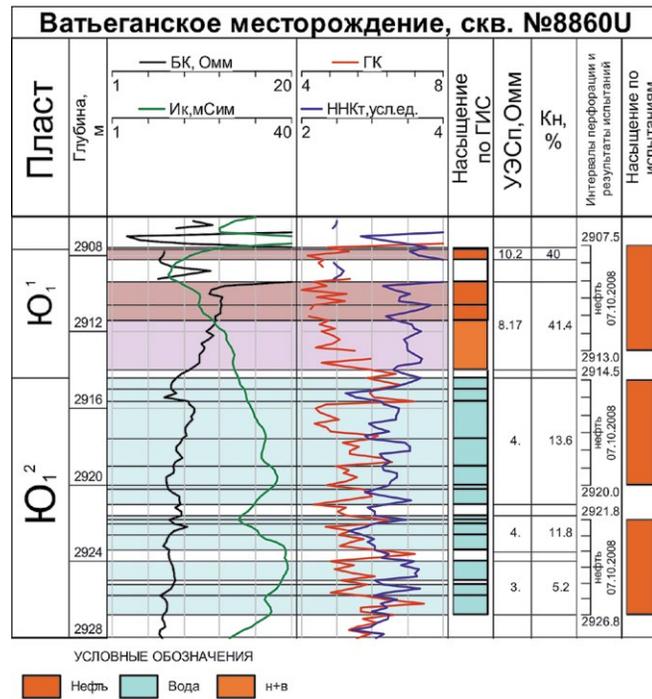


Рис. 2 — Геолого-геофизическая характеристика пласта ЮВ₁ Ватьеганского месторождения

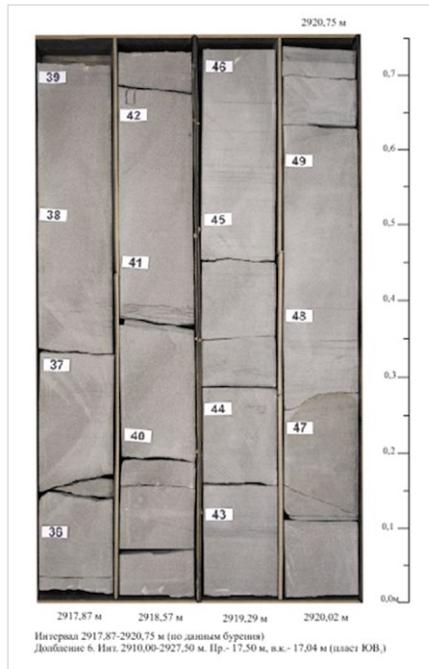


Рис. 3 — Фотография зерна пласта ЮВ₁ из скважины Ватьеганского месторождения

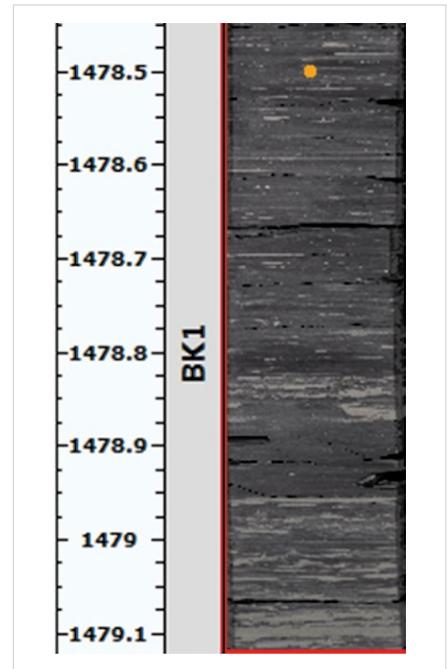


Рис. 4 — Фотография зерна пласта ВК1 викуловской свиты Каменной площади

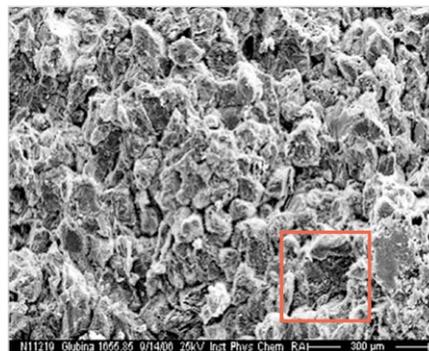


Рис. 5 — РЭМ-снимок образца Песчаноозерского месторождения

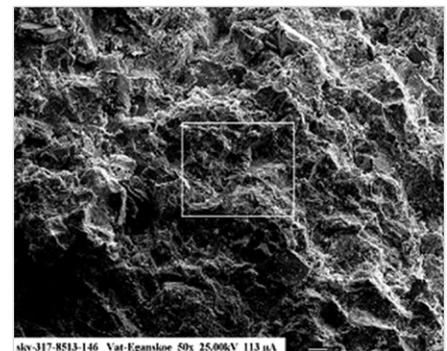


Рис. 6 — РЭМ-снимок образца Ватьеганского месторождения

Согласно данным рентгено-структурно-го анализа, вещественный состав глинистой компоненты изучаемых пластов ЮВ₁¹ и ЮВ₁² практически идентичен (каолинит — 70–71%, гидрослюда — 11–12%, хлорит — 10–11%, ССО — 6–7%), в то время как пласт ЮВ₁² является низкоомным. Кроме того, распределения содержания глинистой фракции по керну для пластов ЮВ₁ показывают равное содержание глинистой компоненты в традиционном пласте ЮВ₁¹ и низкоомном пласте ЮВ₁², которое составляет 2–15%.

Для изучения влияния фракционного состава отложений на ФЕС были изучены данные гранулометрии. Первоначальный анализ гранулометрии по трем основным фракциям (песчаной, алевритовой и глинистой) показал, что содержание фракций практически неизменно по разрезу пластов ЮВ₁¹–ЮВ₁²: $C_{\text{песч}}$ (50–90%), $C_{\text{алевр}}$ (20–45%), $C_{\text{гл}}$ (2–15%). Затем были построены сопоставления содержания каждой из фракций и $K_{\text{вс}}$ по пластам ЮВ₁¹–ЮВ₁². Как следует из рис. 7–9, повышение содержания песчаной компоненты приводит к снижению объема связанной воды. При увеличении содержания алевритовой компоненты увеличивается связанная вода. Отмечается ухудшение ФЕС пород. Изучение глинистой компоненты показало,

что глинистая фракция не оказывает влияния на ФЕС пород. Построенные сопоставления гранулометрических фракций и ФЕС пород для обоих пластов — ЮВ₁¹ с традиционным коллектором и низкоомного ЮВ₁² — образуют единые зависимости.

Таким образом, анализ трех основных «укрупненных» фракций (песчаной, алевритовой и глинистой) дало основание для рассмотрения алевритовой компоненты как основного фактора, влияющего на ухудшение ФЕС отложений, но не позволило выявить особенности низкоомного пласта ЮВ₁² и отделить его от традиционного коллектора ЮВ₁¹ на данных сопоставлениях. Более детальное рассмотрение данных гранулометрии с разбиением частиц по размерам внутри каждой фракции показало, что частицы самого мелкого размера песчаной фракции влияют на ФЕС пород аналогично частицам алевритовой фракции (рис. 10). Таким образом, было пересмотрено разделение частиц по фракциям и самые мелкие частицы песчаной фракции были отнесены к алевритовой фракции. Стандартное разделение размеров частиц по фракциям представлено в таб.1, принятое в данной работе — в таб. 2. Все последующие построения выполнены с использованием принятого разделения.

Для изучения изменения содержания фракций по разрезу данные гранулометрии с новым разделением на фракции были представлены на геолого-геофизических планшетах в зависимости от глубины отбора образцов (рис. 11): содержание алевритовой фракции возрастает с глубиной, что приводит к ухудшению ФЕС пород по керну — проницаемость снижается, остаточная водонасыщенность увеличивается, а пористость остается практически неизменной. Был сделан вывод, что именно структурные характеристики оказывают влияние на сопротивление пород.

Фракции	Размер	Размер, мм	
Песчаная фракция	Крупная	1.0-0.5	
	Средняя	0.5-0.25	
	Мелкая	1	0.25-0.16
		2	0.16-0.125
Алевритовая фракция	Крупная	0.1-0.05	
	Мелкая	0.05-0.01	
Глинистая фракция	Крупная	0.01-0.001	
	Мелкая	<0.001	

Таб. 1 — Стандартное разделение размеров частиц по фракциям

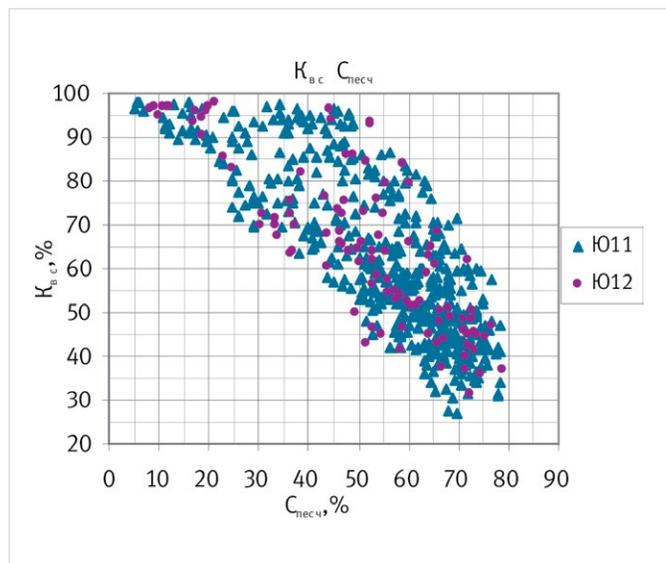


Рис. 7 — Сопоставление $K_{\text{вс}}$ и содержания песчаной фракции

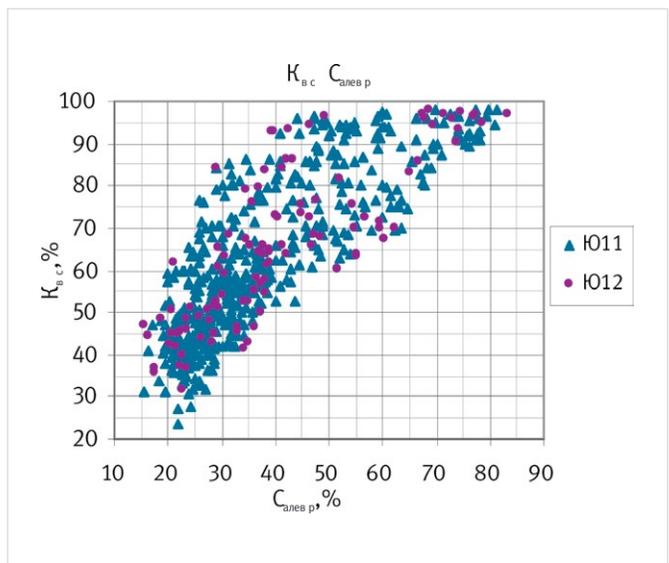


Рис. 8 — Сопоставление $K_{\text{вс}}$ и содержания алевритовой фракции

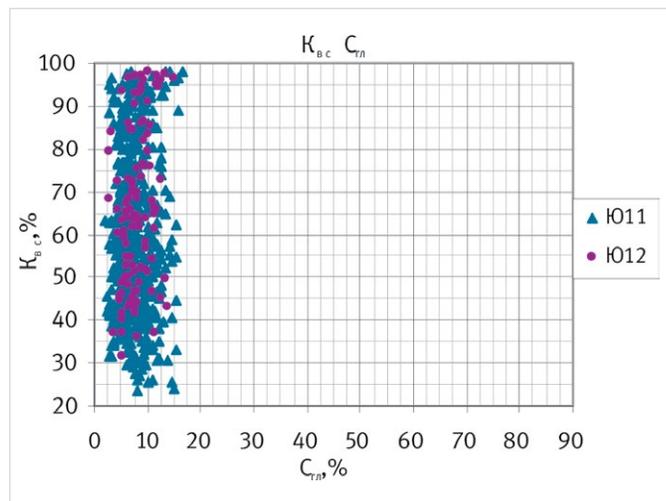


Рис. 9 — Сопоставление $K_{\text{вс}}$ и содержания глинистой фракции

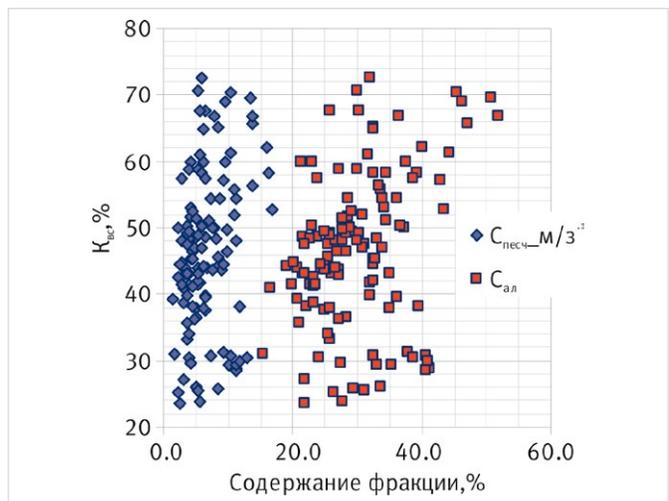


Рис. 10 — Сопоставление $K_{\text{вс}}$ и содержания новой алевритовой фракции

На диаграммах четко выделяется переход от преобладающей песчаной фракции к преобладающей алевритовой — на определенных глубинах содержание алевритовой фракции начинает превышать 50%. На этом основании в разрезе было выделено 2 литотипа без привязки к пластам ЮВ₁¹–ЮВ₁². Значение ($C_{ал,гр}=50\%$) было принято как граничное для разделения двух литотипов. Первый литотип сложен крупными фракциями и характеризуется более высокими сопротивлениями. Второй литотип сложен, в основном, алевритовой и мелкозернистой песчаной фракциями, характеризуется низкими сопротивлениями и по ГИС зачастую интерпретируется как водоносный (изучаемые низкоомные породы).

Анализ геолого-геофизических характеристик совместно с данными гранулометрии и керна (рис. 11) показал

одновременное увеличение доли тонкозернистой (алевритовой) фракции с повышением показаний метода ГК и снижением сопротивления в нижней зоне разреза. Использование метода ГК в данном случае обоснованно, так как исследования показывают, что удельная γ -активность алевритовых фракций достаточно высока и в ряде случаев соизмерима с γ -активностью глинистой компоненты. Это дает основание для выделения двух литотипов по данным ГИС. Использование других методов ГИС не показало такой же эффективности, так как такие методы как НК, ГКП, АК являются методами пористости, которая в рассматриваемом разрезе практически неизменна в обоих литотипах. По выборке скважин с представительным керном при сопоставлении геофизических параметров с содержанием алевритовой фракции были

установлены следующие граничные значения для принятого ранее $C_{ал,гр} = 50\%$: $dGK_{гр} = 0.23$, $УЭСп ИК_{гр} = 4.5$ Ом·м.

Большой проблемой в низкоомных коллекторах является методика определения коэффициента нефтенасыщенности. На основании выделения в разрезе двух литотипов были критически проанализированы зависимости R_n-K_n и R_n-K_v (рис. 12–13). Получилось, что зависимость R_n-K_n для обоих литотипов является единой, так как пористость остается практически неизменной по разрезу обоих пластов ЮВ₁¹ и ЮВ₁². Зависимость R_n-K_v четко разбивается на две: для традиционного литотипа 1 с относительно высоким показателем степени n и для низкоомных пород, относящихся к литотипу 2 с более низким показателем n . Использование новых зависимостей R_n-K_v позволило получить коэффициенты нефтенасыщенности, согласующихся с данными по керну. Значения коэффициентов нефтенасыщенности по низкоомному пласту изменяются в пределах от 28 до 50%, составляя в среднем 40%. Без дифференциации связи на литотипы величины K_n были равны 13–32%, в среднем 21%, что характерно для водоносного коллектора.

Фракции	Размер	Размер, мм
Песчаная фракция	Крупная+Средняя+мелкая(1,2)	1-0.125
Алевритовая фракция	$C_{песч}(3)+C_{ал}$	0.125-0.01
Глинистая фракция	Крупная+мелкая	0.01-0.001, <0.001

Таб. 2 — Принятое разделение частиц по фракциям

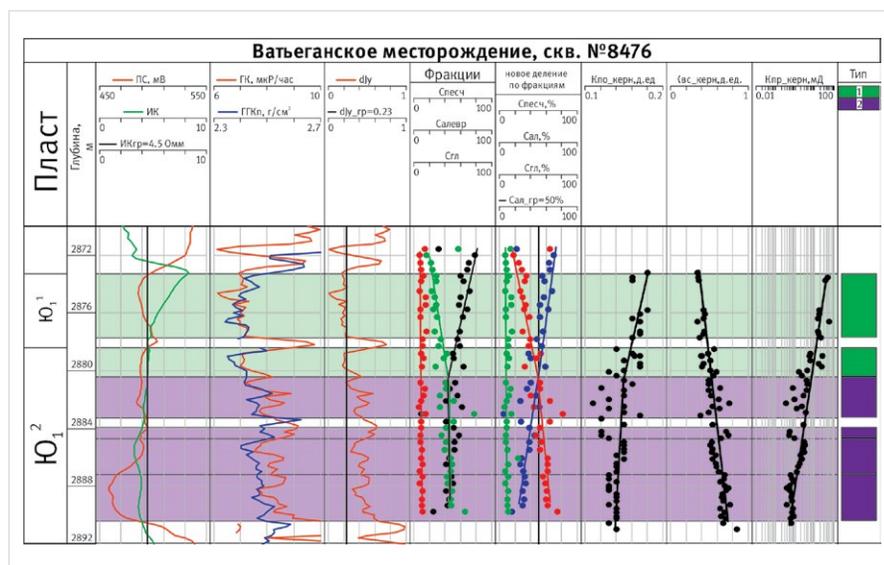


Рис. 11 — Диаграмма изменения свойств пород по керну и гранулометрии в зависимости от глубины

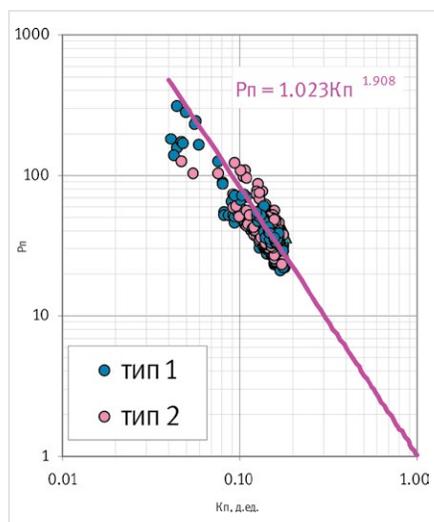


Рис. 12 — Зависимость R_n-K_n для разных литотипов

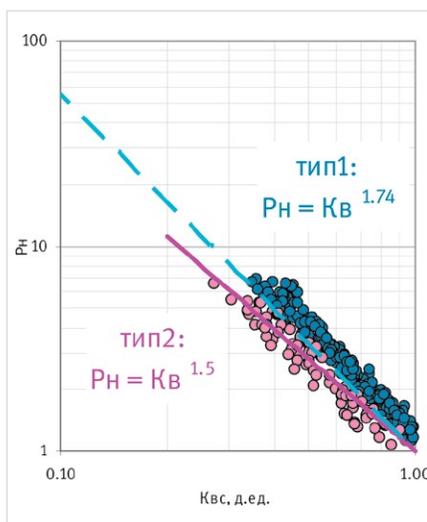


Рис. 13 — Зависимость R_n-K_v для разных литотипов

Итоги

Показана методика разделения отложений васюганской свиты на литотипы на примере Ватыганского месторождения. Представлена методика оценки коэффициента нефтенасыщенности, дифференцированная по литотипам.

Выводы

1. В васюганской свите ряда нефтяных месторождений Нижневартовского свода, наряду с традиционными терригенными коллекторами в одном разрезе пласта ЮВ₁, встречаются так называемые низкоомные коллекторы.
2. Особенность низкоомных коллекторов заключается в снижении удельных сопротивлений коллекторов к подошве пласта на фоне высоких сопротивлений кровельной части, что интерпретируется по ГИС как водоносный коллектор. При испытании прогнозного водоносного коллектора получают безводные притоки нефти.
3. В настоящий момент единственным критерием обнаружения низкоомных коллекторов на каждом новом месторождении являются качественные испытания подошвенной части пласта ЮВ₁.
4. На Ватыганском месторождении рассмотрение возможных природных причин появления низкоомных коллекторов позволило выявить литолого-фациальную причину снижения УЭС в подошвенной части пласта ЮВ₁ и установить критерии по керну и ГИС перехода от литотипа 1 традиционного коллектора в кровельной части к литотипу 2 низкоомного коллектора в подошвенной части пласта ЮВ₁.

Список литературы

1. Дорогиницкая Л.М., Еникеев Б.Н., Ефимов В.А. и др. Актуальные вопросы петрофизики сложнопостроенных коллекторов. Краснодар: Просвещение-Юг, 2010. 306 с.
2. Вендельштейн Б.Ю., Золоева Г.М., Царева Н.В. и др. Геофизические

методы изучения подсчетных параметров при определении запасов нефти и газа. М.: Недра, 1985. 248 с.

3. Дорогиницкая Л.М., Дергачева Т.Н., Анашкин А.Р. и др. Количественная оценка добывных характеристик коллекторов нефти и газа по петрофизическим данным и материалам ГИС. Томск: STT, 2007. 278 с.
4. Методические рекомендации по подсчету

геологических запасов нефти и газа объемным методом. Под ред. Петерсилье В.И., Пороскуна В.И., Яценко Г.Г. Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003.

5. Ежова А.В. Методика оценки нефтенасыщенности низкоомных коллекторов в юрских отложениях Юго-Востока Западно-Сибирской плиты // Известия ТПУ. 2006. Том 309. №6. С. 23–26.

6. Ежова А.В. Определение характера насыщения низкоомных коллекторов на примере нефтяных месторождений Томской области // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2007. №12. С. 11–14.
7. Зарипов О.Г., Сонич В.П. Влияние литологии пород-коллекторов на удельное электрическое сопротивление пластов // Геология и геологоразведочные работы. 2001. №9. С. 18–21.

ENGLISH

GEOPHYSICS

Features of the structure and evaluation of oil saturation factor of low-resistivity upper Jurassic reservoirs on example of the Vat'egan field of Western Siberia

UDC 550.3

Authors:

Anna D. Komova — head of petrophysics section¹; adkomova@cge.ru

Tat'jana F. Dyakonova — Sc. D., professor, head of geoinformation technologies department¹; tfdyakonova@cge.ru

Tat'jana G. Isakova — chief specialist in petrophysics and the estimation of reserves¹; tgisakova@cge.ru

Leila K. Bata — geophysicist¹; lkbata@cge.ru

Alexander A. Kalugin — head of hydrocarbon reserves department²; alexandr.kalugin@lukoil.com

Vladimir Y. Terentyev — head specialist of geological modeling of hydrocarbon deposits department²; vladimir.terentyev@lukoil.com

¹"CGE" JSC, Moscow, Russian Federation

²"LUKOIL-Engineering" LLC, Moscow, Russian Federation

Abstract

The article discusses the features of low-resistivity reservoirs of Vasyugan suite of the Vat'egan field of Western Siberia and the problem of estimating of their oil saturation factor. Low-resistivity reservoir is a productive reservoir, according to the perforation and production data, which has low resistivity, and thus underestimated values of oil saturation factors obtained using this resistivity and traditional petrophysical relations. The factors affecting the decrease in the resistance of rocks are discussed. It is concluded that the fractional composition has a major impact on the reduction of the resistivity in the Vasyugan sediments of the Vat'egan field. An algorithm for the separation of UV₁ layer into lithotypes according to the logging data, corresponding to traditional and low-resistivity parts of the section is shown.

Materials and methods

Methods of separation of sediments of the Vasyugan suite into lithotypes according to the logging data

Results

The method of separation of the deposits of the Vasyugan suite on the example of the Vat'egan field is shown. The technique of estimation of oil saturation factor, differentiated by lithotypes is given.

Conclusions

1. In a number of Nizhneartovsk arch oilfields in Vasyugan suite there are low-resistivity productive reservoirs along with traditional sandstone reservoirs in the same section of UV₁ layer.
2. The main feature of low-resistivity reservoirs is in reservoir bottom resistivity reduction due to high resistance on the formation top, which is interpreted in GIS as

water-bearing reservoir. During the test on forecasted water-saturated reservoir, waterless oil flow is gained.

3. At the moment, the only criteria for low-resistivity reservoirs detection on new oilfields is high quality test of the UV₁ bottom layer.
4. Examination of possible natural reasons for low-resistivity reservoir appearance on Vatiegansk oilfield allowed to reveal lithofacies reason for specific electric reduction in the bottom of the UV₁ layer and to establish criteria for core samples and GIS transition from lithotype 1 of traditional reservoir at the top to lithotype 2 of low resistivity reservoir at the bottom of the UV₁ layer.

Keywords

low-resistivity reservoir, granulometry, oil saturation factor

References

1. Doroginitskaya L.M., Enikeev B.N., Efimov V.A. and oth. *Aktual'nye voprosy petrofiziki slozhnopoastroennykh kolektorov* [Actual issues of petrophysics the complex reservoirs]. Krasnodar: Prosveshchenie-Yug, 2010, 306 p.
2. B. Vendel'shteyn B.Yu., Zoloeva G.M., Tsareva N.V. i dr. *Geofizicheskie metody izucheniya podschetnykh parametrov pri opredelenii zapasov nefti i gaza* [Geophysical methods of studying the calculation parameters in the determination of oil and gas reserves]. Moscow: Nedra, 1985, 248 p.
3. Doroginitskaya L.M., Dergacheva T.N., Anashkin A.R. i dr. *Kolichestvennaya otsenka dobyvnykh kharakteristik kolektorov nefti i gaza po petrofizicheskim dannym i materialam GIS* [Quantative estimate of production characteristics of reservoirs according petrophysical data and GIS materials]. Tomsk: STT, 2007, 278 p.
4. *Metodicheskie rekomendatsii po podschetu geologicheskikh zapasov nefti i gaza ob "emnym metodom* [Guidelines for the calculation the geological reserves of oil and gas on volumetric method]. Ed. by Petersil'e V.I., Poroskuna V.I., Jacenko G.G. Moscow-Tver: PVNIGNI, NPTs "Tver'geofizika", 2003.
5. Ezhova A.V. *Metodika otsenki neftenasyshchennosti nizkoomnykh kolektorov v yurskikh otlozheniyakh Yugo-Vostoka Zapadno-Sibirskoy plity* [Methods of estimation of oil saturation of low-ohm collectors in Jurassic depositions of South-East of Western Siberian platform]. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, 2006, Vol. 309, issue 6, pp. 23–26.
6. Ezhova A.V. *Opređenje kharaktera nasyshcheniya nizkoomnykh kolektorov na primere neftyanykh mestorozhdeniy Tomskoy oblasti* [Defining the nature of saturation of low resistivity reservoir on an example of oil fields in Tomsk region]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2007, issue 12, pp. 11–14.
7. Zariipov O.G., Sonich V.P. *Vliyanie litologii porod-kollektorov na udel'noe elektricheskoe soprotivlenie plastov* [Influence of reservoir rock's lithology the on the electrical resistivity of formations]. *Geologija i geologorazvedochnye raboty*, 2001, issue 9, pp. 18–21.