Structural Features and Petrophysics of Low-Resistance Reservoirs of the Western Siberia Vajjagansky Upper Jurassic Oilfield

V. Terentyev (LUKOIL-Engineering LLC), T. Dyakonova (JSC CGE), A. Komova (NIPI-R LLC), L. Bata* (JSC CGE)

SUMMARY

In this paper, the features of low-resistance reservoirs of the Vasyagan series of Western Siberia Vajjagan oilfield are observed along with possible reasons of rock resistivity decrease. As a result of intensive core samples research a conclusion is made that the main influence on a rock resistivity decrease of the Vajjagan oilfield UV1 layer is done by fractional composition of sediments. An algorithm was developed to divide UV1 reservoir layers by lithotypes based on GIS data which corresponds to the traditional and low-resistance parts of the cut. The problem of estimating the oil saturation coefficient is considered, a technique is proposed for evaluating the character of the reservoir saturation of the investigated sediments, depending on their filtration capacity.

Особенности строения и петрофизического обеспечения низкоомных коллекторов верхней юры Ватьеганского месторождения Западной Сибири

В.Ю.Терентьев (ООО "ЛУКОЙЛ-инжиниринг"), Т.Ф. Дьяконова (АО "ЦГЭ"), А.Д. Комова (ООО "НИПИ-Р"), Л.К. Бата* (АО "ЦГЭ")

Введение

Низкоомные коллекторы – это продуктивные нетрещиноватые коллекторы, характеризующиеся низкими сопротивлениями и, соответственно, заниженными значениями K_n , полученными с использованием удельных сопротивлений. Низкоомные коллекторы в верхнеюрских отложениях Западной Сибири стали проблемными в процессе разработки ряда месторождений Широтного Приобья. В настоящей работе на примере Ватьеганского месторождения рассмотрены отложения васюганской свиты верхнеюрского возраста ($ЮВ_1$), содержащие как традиционные продуктивные высокоомные коллекторы (пласт $ЮВ_1^1$), так и продуктивные проблемные – низкоомные (пласт $ЮВ_1^2$).

Исторически по результатам первоначальной интерпретации геофизических исследований первых разведочных скважин давалось заключение о наличии в кровельной части пласта $ЮВ_1$ нефтенасыщенного коллектора, меняющего к подошве пласта насыщение на водоносное (рис.1). Разработка объекта васюганской свиты и анализ добычи нефти показали практическое отсутствие или очень низкую долю обводненности продукции при перфорации кровельной части пласта даже зачастую при отсутствии перемены между высокоомной (продуктивной) и низкоомной (прогнозной водоносной) частями пласта. Дострелы нижней части объекта – предполагаемого водоносного коллектора и получение из него безводных притоков нефти дали толчок к необходимости изучения таких типов разрезов – в первую очередь, причин, вызывающих снижение УЭС продуктивного коллектора.

Рисунок 1 Геолого-геофизические характеристики а) традиционного терригенного разреза, б) пласта $ЮВ_1$ Ватьеганского месторождения

Метод

Возможные причины снижения сопротивления нефтенасыщенных коллекторов:

1) Микрослоистость (анизотропия). Согласно фотографиям керна, отобранного по пласту $ЮВ_1$ Ватьеганского месторождения, установлено наличие небольших интервалов переслаивания песчаников и аргиллитов. Однако существенных отличий в геолого-геофизических характеристиках традиционных и анизотропных коллекторов Ватьеганского месторождения не выявлено.

2) **Аномально низкая минерализация пластовых вод.** Влияние поверхностной проводимости, если и есть, то оно одинаково в обоих пластах, так как они составляют единую гидродинамическую систему.

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.

4) **Влияние разработки месторождения** более 10 лет на снижение величин УЭС и Кн не наблюдается.

5) **Высокое содержание связанной воды в поровом пространстве.** На величину коэффициента остаточной водонасыщенности может оказывать влияние - внутренняя микропористость скелетной части породы, наличие значительных вторичных изменений, вещественный состав глинистой компоненты, гранулометрический состав отложений.

Согласно данным рентгено-структурного анализа, вещественный состав глинистой компоненты изучаемых пластов ЮВ₁¹ и ЮВ₁² практически идентичен (каолинит - 70-71%, гидрослюда - 11-12%, хлорит - 10-11%, ССО - 6-7%). Кроме того, распределения глинистой фракции по керну показывают равное содержание СгЛ в традиционном пласте ЮВ₁¹ и низкоомном объекте ЮВ₁², которое составляет 2-15%.

Первоначальный анализ гранулометрии по трем основным фракциям (песчаной, алевритовой и глинистой) показал, что содержание фракций практически не меняется по разрезу пластов ЮВ₁¹-ЮВ₁². Сопоставления содержания каждой фракции с ФЕС пород показало, что при повышении содержания песчаной компоненты происходит увеличение пористости, проницаемости, снижается объем связанной воды. Увеличение алевритовой компоненты ухудшает ФЕС пород: пористость и проницаемость снижаются, увеличивается объем связанной воды. Глинистая фракция не оказывает влияния на ФЕС пород.

Таким образом, рассмотрение 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.

Более детальное рассмотрение данных гранулометрии с дифференциацией компонент внутри каждой фракции показало, что частицы самого мелкого размера песчаной фракции влияют на ФЕС пород аналогично алевритовой фракции. Таким образом, было пересмотрено разделение частиц по фракциям и самые мелкие песчаные зерна были отнесены к алевритовой фракции (табл.1).

Таблица 1

Принятое разделение частиц по фракциям

Фракции	Размер	Размер, мм
Песчаная фракция	Крупная+Средняя+мелкая (1,2)	1-0.125
Алевритовая фракция	Спесч (3)+Сал	0.125-0.01
Глинистая фракция	Крупная+мелкая	0.01-0.001; <0.001

В результате анализа установлено, что основной причиной, определяющей низкоомность коллекторов изучаемого месторождения, является повышенное содержание алевритового материала, что приводит к незначительному уменьшению пористости коллекторов и одновременно к существенному увеличению остаточной водонасыщенности, снижению проницаемости и УЭС.

В связи с изменением содержания алевритовой фракции в разрезе пласта ЮВ₁ были выделены два литотипа:

- 1 литотип – верхняя высокоомная часть разреза, сложенная преимущественно песчаниками;
- 2 литотип – нижняя низкоомная часть разреза, сложенная преимущественно алевритами.

По выборке скважин с представительным керном при сопоставлении геофизических параметров с содержанием алевритовой фракции были установлены следующие граничные значения геофизических параметров для дифференциации пород на литотипы в пласте ЮВ₁ Ватьеганского месторождения **Сал_гр=50%, dГК_гр=0.23, УЭСп_гр=4.5 Омм.**

В ходе разделения коллекторов на литотипы было установлено, что двойной разностный параметр ГК (dГК) не всегда адекватно реагирует на изменение гранулометрического состава пород. В результате анализа керна, исследованного с помощью спектрометрического гамма метода (СГК) установлено, что при преобладании алевритовой фракции (2 литотип), вклады урана (vkU) и калия (vkK) могут взаимокompенсироваться (рис.2б), при преобладании песчаной фракции подобного не происходит (рис.2а). В ситуации, помещенной в красную область на рис.2б определять литотип коллекторов по методу ГК нецелесообразно. Основным критерием разделения на литотипы является УЭС_гр=4.5 Омм.

Рисунок 2 Вклады радиоактивных элементов в общую радиоактивность породы для а) песчаной фракции, б) алевритовой фракции

Снижение УЭС к подошве пласта ЮВ₁ и выделение двух литотипов с разными величинами сопротивления свидетельствует о том, что петрофизические связи для определения коэффициента нефтенасыщенности должны быть дифференцированы по литотипам, что и было подтверждено исследованиями керна. Зависимость Рн-Кв четко разделилась на две – для традиционного высокоомного коллектора – литотипа 1 (песчаники) из кровельной части с относительно высоким показателем степени n и для низкоомного – литотипа 2 (алевролиты) с более низким показателем степени n . Зависимость Рп-Кп осталась единой, так как пористость практически не меняется по разрезу пласта ЮВ₁.

Из-за высокой неоднородности пород установленной причины снижения УЭС оказалось недостаточно для характеристики фильтрационной способности коллекторов первого и особенно второго литотипов, что необходимо знать для прогноза характера насыщенности низкоомных интервалов разреза васюганской свиты. Был введен дополнительный параметр, так называемый, индикатор фильтрации FZI, который представляет собой комплексирование величин проницаемости и пористости коллектора, отражает изменение радиуса пор (числитель) и поверхности пустотного пространства (знаменатель), выражается формулой:

$$FZI = \frac{0.0314 \sqrt{\frac{K}{\varphi}}}{\varphi} = \frac{0.0314 \sqrt{\frac{Knp}{Kn}}}{\frac{Kn}{(1-Kn)}}$$

В результате расчета параметра FZI для характеристики фильтрационной неоднородности коллекторов были выделены 3 класса – от 1-го класса с низкими значениями FZI и, следовательно, ФЕС коллекторов, до 3-го класса - с высокими ФЕС и FZI (рис.3).

Рисунок 3 Сопоставление Кп-Кпр по керну с выделением классов по параметру FZI

Для интервалов с пониженной фильтрационной способностью, относящихся преимущественно ко второму литотипу с низкоомными породами, сделана оценка граничного значения коэффициента нефтенасыщенности между вторым и третьим классами по FZI $K_{н,гр}=37\%$ для определения характера насыщенности коллекторов и возможного притока нефти. Первый класс по FZI является неспособным к фильтрации нефти в данном разрезе и относится к неколлекторам.

В результате знания величин $K_{н,гр}$ и остаточной нефтенасыщенности $K_{но_ср}$, полученной из эксперимента по коэффициенту вытеснения, были установлены по величинам $K_{н}$ критерии для оценки характера насыщенности коллекторов по ГИС с дифференциацией по классам разной фильтрационной способности (табл. 2).

Таблица 2

Определение характера насыщенности коллекторов

Класс по FZI	Литотип	$K_{н}$	Характер насыщения
3 Высокие ФЕС	1, 2	$K_{н} \geq K_{н,гр}, K_{н} \geq 37\%$	нефть
	1, 2	$K_{н,гр} > K_{н} > K_{но}$ $28\% < K_{н} < 37\%$	пониженная нефтенасыщенность
2 Низкие ФЕС	1, 2	$K_{н} \geq K_{н,гр}, K_{н} \geq 37\%$	нефть
	1, 2	$K_{н,гр} > K_{н} > K_{но}$ $28\% < K_{н} < 37\%$	пониженная нефтенасыщенность
	2	$K_{н} \leq K_{но}; K_{н} \leq 28\%$	неколлектор по нефти

Снижение коэффициента нефтенасыщенности при переходе от первого литотипа ко второму не означает появления свободной воды в поровом пространстве и, следовательно, в притоке, так как вся вода находится в связанном состоянии и является неподвижной.

В результате применения методики интерпретации низкоомных коллекторов установлено (табл.3), что $K_{п}$ и $K_{пр}$ коллекторов первого и второго литотипов изменяются в практически одинаковых пределах, однако существенно различается $K_{н}$: для первого литотипа (традиционный коллектор) он изменяется в пределах 0.31-0.83, в среднем составляя 0.52, в коллекторах второго литотипа (низкоомных), ранее интерпретировавшихся как водонасыщенные, $K_{н}$ имеет диапазон изменения 0.03-0.49, $K_{но_ср}=0.38$.

Таблица 3

Статистическая обработка результатов интерпретации материалов ГИС отложений васьоганской свиты (ЮВ₁) Ватьеганского месторождения

Параметр	Литотип 1		Литотип 2	
	Диапазон изменения	Среднее значение	Диапазон изменения	Среднее значение
$K_{п}$, д.е.	0.135-0.165	0.156	0.135-0.165	0.155
$K_{пр}$, мД	0.8-9.4	5.1	1-9.4	4.8
$K_{н}$, д.е.	0.31-0.83	0.52	0.03-0.49	0.38

Выводы

1. Анализ испытаний и разработки показал, что ошибочные заключения по характеру насыщения в пласте ЮВ₁² связаны с использованием стандартных подходов к интерпретации класса низкоомных коллекторов.
2. Разработана методика петрофизической оценки и идентификации низкоомных коллекторов. Основная причина «низкоомности» в изучаемом разрезе - тонкозернистость (алевритистость) песчаников.
3. Повышение алевритистости коллекторов приводит к снижению УЭС за счет повышения *остаточной водонасыщенности*. Из таких коллекторов при испытаниях получают безводные притоки нефти. Новая методика включает деление коллекторов на 2 литотипа: традиционный (литотип 1) и низкоомный (литотип 2).
4. Дифференциация низкоомных интервалов по классам позволила более достоверно оценить характер насыщенности и выделить интервалы «с пониженной

нефтенасыщенностью» и «неколлектор по нефти», которые не рекомендуются к испытаниям.

Список литературы

1. 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.
2. 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.
3. Зарипов О.Г., Сонич В.П. Влияние литологии пород-коллекторов на удельное электрическое сопротивление пластов. // Геология и геологоразведочные работы. 2001. №9. С. 18–21.
4. Кузьмичев О.Б., Гарифуллин И.И.. Аппаратурно-методический комплекс для исследования сложнопостроенных, в том числе низкоомных, коллекторов месторождений Западной Сибири». Нефтяное хозяйство. 08, 2016.
5. Комова А.Д., Дьяконова Т.Ф., Исакова Т.Г., Бата Л.К., Калугин А.А., Терентьев В.Ю. Особенности строения и оценки нефтенасыщенности верхнеюрских низкоомных коллекторов на примере Ватъеганского месторождения Западной Сибири. Экспозиция Нефть Газ. № 7 (53). 2016. С.17-21.
6. Терентьев В.Ю., Калугин А.А., Дьяконова Т.Ф., Комова А.Д., Бата Л.К. Проблемы оценки фильтрационно-емкостных свойств низкоомных коллекторов васюганской свиты на Ватъеганском месторождении Западной Сибири. Нефтяное хозяйство. 2017.
7. Фролова Е.В. Выделение гидравлических единиц потока – ключевое исправление для классификации терригенных коллекторов (на примере одного из месторождений севера Западной Сибири). Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2012. № 2. С. 25-31.

References

1. Doroginickaja L.M., Dergacheva T.N., Anashkin A.R. i dr. Kolichestvennaja ocenka dobyvnyh harakteristik kollektorov nefti i gaza po petrofizicheskim dannym i materialam GIS. Tomsk: STT, 2007. 278 s.
2. Ezhova A.V. Metodika ocenki neftenasyshennosti nizkoomnyh kollektorov v yurskikh otlozhenijah YUgo-Vostoka Zapadno-Sibirskoi plity. // Izvestija TPU. 2006. Tom 309. №6. S. 23–26.
3. Zarirov O.G., Sonich V.P. Vlijanie litologii porod-kollektorov na udel'noe yelektricheskoe soprotivlenie plastov. // Geologija i geologorazvedochnye raboty. 2001. №9. S. 18–21.
4. Kuz'michev O.B., Garifullin I.I.. Apparaturno-metodicheskii kompleks dlja issledovaniya slozhnopostroennyh, v tom chisle nizkoomnyh, kollektorov mestorozhdenii Zapadnoi Sibiri». Neftjanoe hozjaistvo. 08, 2016.
5. Komova A.D., D'jakonova T.F., Isakova T.G., Bata L.K., Kalugin A.A., Terent'ev V.YU. Osobennosti stroenija i ocenki neftenasyshennosti verhneyurskikh nizkoomnyh kollektorov na primere Vat'eganskogo mestorozhdenija Zapadnoi Sibiri. Yekspozicija Neft' Gaz. № 7 (53). 2016. S.17-21.
6. Terent'ev V.YU., Kalugin A.A., D'jakonova T.F., Komova A.D., Bata L.K. Problemy ocenki fil'tracionno-emkostnyh svoistv nizkoomnyh kollektorov vasyuganskoi svity na Vat'eganskom mestorozhdenii Zapadnoi Sibiri. Neftjanoe hozjaistvo. 2017.
7. Frolova E.V. Vydelenie gidravlicheskih edinic potoka – klyuchevoe ispravlenie dlja klassifikacii terrigennyh kollektorov (na primere odnogo iz mestorozhdenii severa Zapadnoi Sibiri). Vestnik Permskogo nacional'nogo issledovatel'skogo politehnicheskogo universiteta. Geologija. Neftgazovoe i gornoe delo. 2012. № 2. S. 25-31.