

ЗОНАЛЬНОСТЬ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ВЯЗКОСТЕЙ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ, ПРОНИЦАЕМОСТИ И КОЭФФИЦИЕНТА ПОДВИЖНОСТИ ДЛЯ БАШКИРСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ ТЕРРИТОРИИ ПЕРМСКОГО КРАЯ

С.В. Галкин, А.А. Ефимов

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия

Карбонатные отложения башкирского яруса имеют сложное строение, высокую степень неоднородности и невысокие фильтрационно-емкостные свойства. Достоверный прогноз фильтрационно-емкостных характеристик коллекторов башкирских залежей определяет методы и эффективность их разработки. Предметом исследования является характеристика процесса вытеснения: коэффициент подвижности и его составляющие – вязкость нефти и проницаемость коллектора.

Увеличение вязкости пластовой нефти для башкирских залежей Пермского края имеет площадной характер – с севера на юг и с запада на восток. Распределение проницаемости носит пространственный характер, закономерностей по площади на территории Пермского края не отмечено.

Корреляционные связи между проницаемостью и удаленностью объекта от передовых складок Урала имеют как положительные, так и отрицательные направленности. Величины коэффициентов подвижности нефти в контуре залежи в основном определяются проницаемостью коллекторов.

В результате проведенных исследований установлено, что наилучшие условия подвижности характерны для фаций отмелей, низкие – для фаций ровного морского дна. Ухудшение фильтрационно-емкостных показателей и наличие в залежах застойных зон связано с отложением в карбонатных породах глинистого материала, что обусловлено удаленностью от береговой линии и увеличением глубин осадконакопления. Участки залежей с высокими значениями коэффициента подвижности нефти приурочены к отложениям, формировавшимся в обстановках небольших глубин и высокой гидродинамической активности среды.

Установленная зональность распределения вязкости пластовой нефти по площади контролируется тектоническими элементами. Площадная закономерность заключается в том, что по мере удаления от зон развития Уральской складчатой системы вязкость нефти в пределах тектонических элементов увеличивается. В пределах контуров залежей подвижность нефти в основном определяется проницаемостью пород-коллекторов, что в значительной степени обусловлено принадлежностью к различным фациям.

Ключевые слова: вязкость пластовой нефти, проницаемость, коэффициент подвижности нефти, коэффициент вытеснения нефти, карбонатный коллектор, нефтяная залежь, отложения башкирского яруса, фация, фораминиферы, брахиоподы, криноидеи, детрит, критерий Стьюдента, критерий Пирсона, Камско-Кинельская система прогибов, Уральская складчатая система.

ZONAL DISTRIBUTION OF OIL RESERVOIR VISCOSITY, PERMEABILITY AND MOBILITY COEFFICIENT FOR BASHKIR DEPOSITS OF PERM KRAI

S.V. Galkin, A.A. Efimov

Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russia

Bashkirian carbonate deposits have a complex structure, a high degree of heterogeneity and low reservoir properties. Reliable prediction of reservoir collectors' characteristics of Bashkirian deposits defines the methods and efficiency of their development. The subject of the study is to characterize the process of displacement: the mobility coefficient and its components – oil viscosity and reservoir permeability.

Increasing the viscosity of reservoir oil for Bashkirian deposits of Perm Krai has areal character – from north to south and from west to east. Permeability distribution has the spatial nature, patterns on the area of the Perm region are not noted.

Correlation between permeability and objects removing from the front folds of the Urals has both positive and negative orientation. The oil mobility coefficients in the deposit circuit are mainly determined by permeability reservoirs.

The studies found that the best conditions for the mobility characterize facies of shallows, low – facies of smooth seabed. Deterioration of reservoir parameters and the presence of dead zones in deposits associated with the deposition of carbonate rocks in the clay material, which is caused by remoteness of coastline and an increase in the depth of sedimentation.

Established zonality of distribution of reservoir oil viscosity on the area is controlled by tectonic elements. Areal regularity is that with increasing distance from the areas of Ural fold system development oil viscosity within the tectonic elements increases. Within the deposits contours oil mobility is mainly determined by the permeability of reservoir rocks, which is largely due to belonging to different facies.

Keywords: oil reservoir viscosity, permeability, oil mobility coefficient, oil displacement efficiency, carbonate reservoir, oil reservoir, Bashkirian deposits, facies, foraminifera, brachiopods, crinoids, detritus, Student's criterion, Pearson criterion, Kama-Kinel system deflections, Ural fold system.

Введение

Карбонатные отложения башкирского яруса имеют сложное строение, высокую степень неоднородности и, как следствие, часто невысокие фильтрационно-емкостные свойства. Значения коэффициента вытеснения $K_{\text{выт}}$ для башкирских залежей в среднем ниже, чем для других основных эксплуатационных объектов Пермского края.

Для месторождений Пермского края обоснованы и в течение длительного времени опробованы надежные методики оценки коэффициента вытеснения нефти водой $K_{\text{выт}}$ как опытным путем в лабораторных условиях по керну, так и на основе установленных для различных типов залежей и районов логарифмических функциональных зависимостей вида [1, 2]

$$K_{\text{выт}} = A \ln K_{\text{подв}} + B, \quad (1)$$

где $K_{\text{подв}}$ – коэффициент подвижности, представляющий собой отношение проницаемости коллектора по нефти k к вязкости нефти μ .

Аналогичные подходы к оценке моделирования процессов вытеснения в ла-

бораторных условиях отмечаются и в работах зарубежных авторов [3, 4].

Закономерности распределения коэффициента подвижности нефти

Достоверный прогноз фильтрационно-емкостных характеристик коллекторов башкирских залежей определяет методы и эффективность их разработки. В статье для анализа использованы данные, характеризующие процесс вытеснения: коэффициент подвижности и его составляющие – вязкость нефти и проницаемость коллектора.

Величина вязкости пластовой нефти для башкирских залежей Пермского края изменяется в диапазоне от 0,7 до 38,0 мПа·с [5]. Изменение μ для территории исследования имеет зональный характер. По мере удаления от передовых складок Урала (ПСУ) в башкирских залежах для всех крупных тектонических элементов наблюдается повышение вязкости нефти. Зависимости вязкости и расстояния от ПСУ ($L_{\text{ПСУ}}$, км) для наиболее изученных крупных тектонических элементов характеризуются положительными корреляциями, что видно из табл. 1.

Таблица 1

Статистические характеристики вязкости нефти и проницаемости пласта Бш в зависимости от удаленности от ПСУ

Тектонический элемент	Уравнение регрессии; область применения модели; диапазон изменения (среднее значение \pm стандартное отклонение)	
	μ , мПа·с	k , 10^{-3} мкм ²
Соликамская депрессия (СолД)	$L_{\text{ПСУ}} = -0,4681 + 0,1159\mu$, $r = 0,45$; 4–35 км; 0,69–10,86 (2,14 \pm 2,37)	$L_{\text{ПСУ}} = 131,2716 - 3,7293k$, $r = -0,53$; 4–5 км; 9,0–285,0 (47,35 \pm 64,93)
Быско-Кунгурская впадина (БКВ)	$L_{\text{ПСУ}} = 0,3412 + 0,0348\mu$, $r = 0,13$; 57–118 км; 1,19–30,23 (6,98 \pm 9,62)	$L_{\text{ПСУ}} = 301,5536 - 2,3557k$, $r = -0,46$; 57–118 км; 3,0–261,0 (61,58 \pm 76,07)
Пермский свод (ПС)	$L_{\text{ПСУ}} = -2,0331 + 0,0981\mu$, $r = 0,46$; 54–172 км; 1,12–34,68 (8,97 \pm 8,44)	$L_{\text{ПСУ}} = 51,2697 + 0,1167k$, $r = 0,09$; 54–172 км; 10,0–192,0 (64,35 \pm 51,72)
Башкирский свод (БС)	$L_{\text{ПСУ}} = 2,2093 + 0,0425\mu$, $r = 0,29$; 119–217 км; 5,56–38,45 (11,11 \pm 7,07)	$L_{\text{ПСУ}} = -154,3302 + 1,6907k$, $r = 0,42$; 119–217 км; 3,0–409,0 (152,16 \pm 103,07)

Увеличение вязкости пластовой нефти имеет площадной характер – с севера на юг и с запада на восток. Распределение проницаемости для башкирских залежей носит пространственный характер, и закономерностей по площади в пределах территории Пермского края не отмечается.

Корреляционные связи между проницаемостью и удаленностью объекта от ПСУ имеют как положительные, так и отрицательные направленности. Это связано с тем, что даже в пределах залежей проницаемость для карбонатных сложнопостроенных коллекторов изменяется в широком диапазоне как по латерали, так и по разрезу. Соответственно, величины коэффициентов подвижности нефти в контуре залежи в основном определяются именно проницаемостью коллекторов, обусловленной главным образом условиями осадконакопления.

На рис. 1 представлен график зависимости коэффициента подвижности нефти от проницаемости отложений и вязкости нефти.

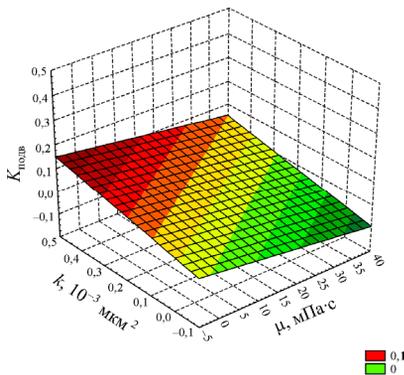


Рис. 1. Зависимость $K_{\text{подв}}$ от k и μ

Коэффициенты корреляции между $K_{\text{подв}}$ и k , $K_{\text{подв}}$ и μ соответственно $r = 0,49$ и $r = -0,40$.

Распределение значений параметра $K_{\text{подв}}$ для башкирских залежей Пермского края представлено на рис. 2.

Как видно из рис. 2, устойчивых площадных закономерностей распределения

проницаемости коллекторов башкирских залежей для территории исследования не выявлено.

В пределах контуров залежей подвижность нефти и, как следствие, коэффициент нефтевытеснения в основном определяются проницаемостью пород-коллекторов, что в значительной степени обусловлено принадлежностью к различным фациям. Для вязкости пластовой нефти просматривается зональность распределения по площади, которая контролируется тектоническими элементами, и площадная закономерность, которая заключается в том, что по мере удаления от ПСУ вязкость нефти в пределах тектонических элементов увеличивается.

Фациальные особенности башкирских карбонатных залежей

С учетом того, что коэффициент подвижности нефти в пределах залежи зависит главным образом от проницаемости, а проницаемость обусловлена условиями осадконакопления, рассмотрим влияние фациальных особенностей отложений башкирского яруса на коэффициент подвижности на примере ряда нефтяных месторождений Пермского края.

В качестве объектов изучения выбраны башкирские залежи месторождений, расположенных в различных тектонических элементах: Соликамской депрессии – Сибирское месторождение, осевой зоны Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП) – Кокуйское месторождение, бортовой части ККСП – Батырбайское месторождение.

Диапазон изменения вязкости нефти в пластовых условиях для башкирской залежи Сибирского месторождения составил от 1,72 до 4,35 мПа·с. Среднее по пласту Бш значение μ – 1,91 мПа·с. Диапазон изменения значений абсолютной проницаемости, определенной по керну, $(0,6...598,0) \cdot 10^{-3}$ мкм². Для изучения влияния фаций на $K_{\text{подв}}$ выборка по медианному значению разделена на два класса. Использовалась переходная зависимость

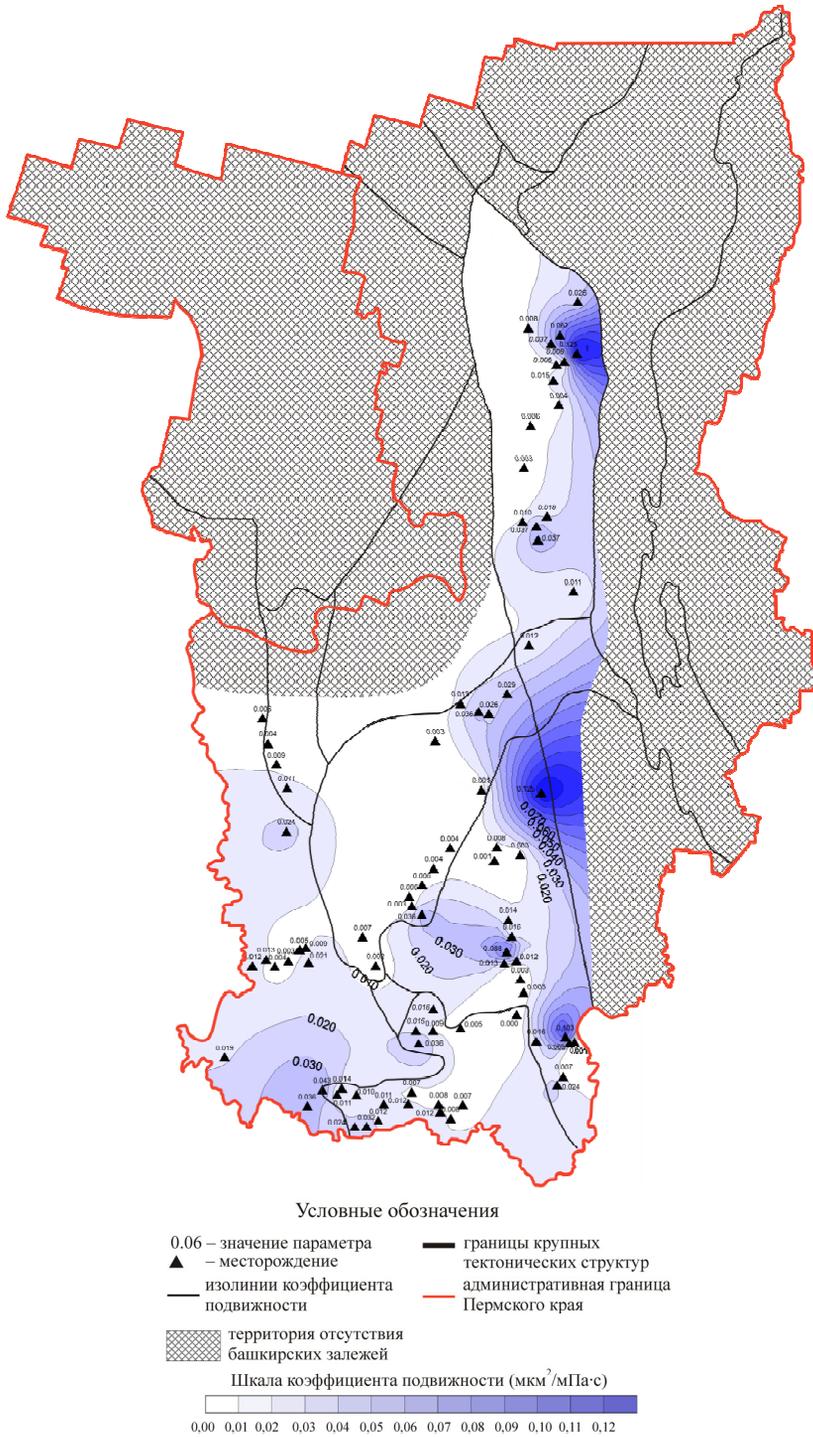


Рис. 2. Схема распределения коэффициента подвижности для башкирских залежей Пермского края

от коэффициента абсолютной проницаемости к фазовой проницаемости, определенная опытным путем в лабораторных условиях:

$$k_{\text{фаз}} = 0,346 (k)^{1,11}.$$

В класс, представленный более подвижной частью коллектора, вошли образцы с $K_{\text{подв}} > 0,0007 \text{ мкм}^2/\text{мПа}\cdot\text{с}$; в класс застойных зон – образцы с $K_{\text{подв}} < 0,0007 \text{ мкм}^2/\text{мПа}\cdot\text{с}$.

Для Кокуйского месторождения вязкость нефти варьирует в пределах от 1,19 до 1,36 мПа·с. Проницаемость изменяется от 0,5 до $1634,0 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Для расчета значений коэффициента подвижности использовалась переходная зависимость от коэффициента абсолютной проницаемости к фазовой проницаемости, определенная опытным путем в лабораторных условиях:

$$k_{\text{фаз}} = 0,299 (k)^{1,32}.$$

Для изучения влияния фаций на $K_{\text{подв}}$ выборка по медианному значению разделена на два класса. В класс, представленный более подвижной частью коллектора, вошли образцы с $K_{\text{подв}} > 0,0225 \text{ мкм}^2/\text{мПа}\cdot\text{с}$; в класс застойных зон – образцы с $K_{\text{подв}} < 0,0225 \text{ мкм}^2/\text{мПа}\cdot\text{с}$.

Для Батырбайского месторождения диапазон изменения значений вязкости пластовой нефти составил от 5,80 до 6,47 мПа·с. Проницаемость изменяется от 0,7 до $668,7 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Для расчета значений коэффициента подвижности использовалась переходная зависимость следующего вида:

$$k_{\text{фаз}} = 0,433 (k)^{1,08}.$$

В класс, представленный более подвижной частью коллектора, вошли образцы с $K_{\text{подв}} > 0,0059 \text{ мкм}^2/\text{мПа}\cdot\text{с}$; в класс застойных зон – образцы с $K_{\text{подв}} < 0,0059 \text{ мкм}^2/\text{мПа}\cdot\text{с}$.

При оценке влияния фациальной принадлежности на фильтрационно-емкостные свойства карбонатных отложений необходимо дать определение термину «фация». Под фацией понимается горная порода, обладающая определенными ге-

нетическими признаками (литологический состав, структура, текстура, остатки флоры и фауны), отражающими условия или обстановку ее накопления, отличную от обстановки образования смежных разновозрастных пород. Выделение фаций основывается на результатах фациального анализа, сущность которого заключается в расшифровке связи литологических и палеонтологических признаков пород с теми палеографическими обстановками, в которых эти породы формировались.

Методология фациального анализа базируется на научных исследованиях, отраженных в работах Д.В. Наливкина [6], Г.Ф. Крашенинникова [7], Л.Б. Рухина [8]. В соответствии с этими работами в составе каменноугольных отложений территории Пермского края установлены три основные группы фаций: континентальные, лагунные и морские [9–11].

Континентальные отложения представлены русловыми и пойменными фациями, а также фациями озер, болот и пляжа.

Лагунные отложения отчетливо подразделяются на отложения бассейнов с пониженной соленостью (солонатоводные) и с повышенной соленостью (солонководные). Солонатоводные включают в себя в прибрежной зоне моря фации речных выносов, заливов, прибрежных болот, баров, кос, зоны волнений и слабых течений, а также фации открытого прибрежного мелководья; на удалении от береговой линии фации зон опресненного мелководья, удаленных от берега, опресненные фации средних и относительно больших глубин. Солонководные фации всегда мелководные и представлены солонководными фациями карбонатных органогенных и хемогенных илов, а также фациями сульфатных хемогенных илов.

Морские фации наиболее разнообразны и сложны по соотношениям друг с другом. В их составе выделены фации прибрежного мелководья и мелководья

открытого моря, закрытого и открытого прибрежного мелководья, отмелей, органиогенных построек (биостромы, биогермы, рифы), поселений различных организмов: водорослей, брахиопод, кораллов, фораминифер, криноидей, мшанок, губок, а также фации ровного морского дна со спокойным и подвижным гидродинамическим режимом. Морские фации открытого моря разделяются по глубинам на мелководные, фации средних глубин и относительно глубоководные.

Данная работа посвящена исследованию фациальной принадлежности отложений башкирского яруса и зависимости характеристик нефтеизвлечения от этого фактора. В связи с этим необходимо рассмотреть более подробно литологический состав и фациальные обстановки отложений, формировавшихся на изучаемой территории в башкирский век.

Отложения башкирского яруса в пределах Пермского края представлены двумя типами разрезов: карбонатным и терригенно-карбонатным. Карбонатный тип разреза имеет наиболее широкое распространение, и в нем преобладают органиогенные, органиогенно-обломочные и оолитовые известняки. Встречаются прослои доломитов, доломитизированных известняков и аргиллитов. Разрезы терригенно-карбонатного типа представлены известняками и аргиллитами, имеют ограниченное распространение. На севере края, в районах Ксенофонтово, Усть-Черная, существовала суша, окаймляемая с юга и востока узкой полосой прибрежно-морского мелководного бассейна с терригенным осадконакоплением. Еще южнее и восточнее отлагались уже терригенно-карбонатные осадки (р-н г. Чердыни). Характерной особенностью башкирских отложений является наличие прослоев конгломерато-брекчий. Число прослоев в разрезе яруса изменяется от 1 до 12, причем приурочены они к разным частям разреза. Мощность башкирских отложений изменяется от 0 до 29 м на

крайнем северо-западе и до 98 м на крайнем юго-востоке края.

Несмотря на то, что в пределах изучаемой территории башкирский ярус развит повсеместно, в полном объеме он присутствует только в южной части западного склона Среднего Урала. Разрез находится на левом берегу р. Чусовой в 7 км вниз по течению от пос. Староуткинска и рекомендован в качестве опорного для башкирского яруса [12]. Здесь в виде скал, известных под названием камня «Сокол», обнажены породы серпуховского, башкирского и нижней части московского яруса. Разрез приурочен к западному крылу Староуткинской антиклинали.

По результатам многолетних исследований, проведенных сотрудниками ПНИПУ, установлено, что в башкирский век средней эпохи каменноугольного периода на территории Предуралья краевого прогиба и прилегающей части Восточно-Европейской платформы в пределах Пермского края существовал эпиконтинентальный морской бассейн [13, 14]. Исходя из физико-географических обстановок формирования отложений по положению относительно береговой линии на территории были развиты морские мелководные фации открытого моря (M^M).

Морские фации в основном представлены различными известняками. Они выделяются по имеющимся в них органическим остаткам, принадлежащим по меньшей мере двум группам стеногалинных организмов, или при отсутствии остатков фауны по наличию аутигенного глауконита. Известняки в составе морских фаций отличаются большим разнообразием структурных особенностей. Наиболее широко распространены детритовые, биоморфные, комковатые и ступчатые структуры. Тонкозернистые, микрозернистые и пелитоморфные структуры имеют ограниченное распространение. Морские отложения характеризуются обилием и качественным раз-

нообразием органических остатков. Среди них чаще всего встречаются фораминиферы, иглокожие (преимущественно членики криноидей) и водоросли. Значительно меньше распространены брахиоподы, мшанки, кораллы и остракоды. Остатки организмов находятся в прижизненном либо в близком к нему положении. Выделяются водорослевые, фораминиферовые поселения. Переход от одной фации к другой происходит постепенно. Этим обусловлено существование промежуточных фациальных типов.

По характеру дна, глубинам, гидродинамическому режиму и комплексу органических остатков на исследуемой территории в комплексе морских мелководных фаций открытого моря по направлению от берега выделяются следующие группы фаций: фации отмелей, фации поселений различных организмов, фации относительно ровного морского дна.

Фации отмелей (ОТ). Отложения этих фаций формировались в условиях исключительно малых глубин, как правило, не превышающих 10 м. Среда осадконакопления отличалась высокой подвижностью вод и плотным, твердым каменистым дном. Морские отложения представлены известняками и известняковыми брекчиями и песчаниками. Известняки в большинстве своем органогенно-обломочные, комковато-обломочные, брекчиевые. Комплекс органических остатков, свойственных рассматриваемым фациям, богат и разнообразен. В большом количестве присутствуют массивные колонии багряных водорослей, желваки гирванелл, однокамерные и многокамерные фораминиферы, кораллы и брахиоподы. По периферии фации отмелей последовательно сменяются фациями различных фаунистических поселений.

Фации поселений различных организмов (ПО). Этот комплекс фаций очень широко распространен в составе мелко-

водных отложений, располагается на склонах и по периферии отмелей и означает постепенный переход к фациям относительно ровного морского дна. Фации данного комплекса являются моноценозами и располагаются по площади в закономерном порядке, представляющем собой полный фациальный ряд. Переход от одной фации к другой совершается постепенно, за счет чего в отложениях на стыке разных фаций часто присутствуют смешанные поселения. Группа фаций ПО включает фации водорослевых, брахиоподовых, криноидных, фузулинидовых и фораминиферовых поселений. К этой группе фаций принадлежат водорослевые известняки, сложенные скелетными остатками зеленых и багряных водорослей, брахиоподовые известняки и известняки с брахиоподами, криноидные известняки и реликтивно-криноидные доломиты, фузулинидовые известняки и реликтивно-фузулинидовые доломиты, фораминиферовые известняки.

Фации относительно ровного морского дна (РМД). Этот комплекс включает фации ровного морского дна с подвижным гидродинамическим режимом и со спокойным гидродинамическим режимом.

Фации участков ровного морского дна с подвижным гидродинамическим режимом характеризуются морскими отложениями, которые накапливались в обстановках с плотным дном и подвижной динамикой среды. В литологическом отношении они представлены различными известняками, и ведущая роль принадлежит органогенно-детритовым разностям. Состав органических остатков характеризуется несколько большим разнообразием водорослей, большей ролью мшанок и иглокожих, а среди брахиопод – преобладанием представителей якорного типа.

Фации участков ровного морского дна со спокойным гидродинамическим режимом представляют собой отложения, которые формировались в удален-

ных от берега морских мелководных обстановках, отличающихся илистым дном и слабоподвижным гидродинамическим режимом. Рассматриваемые фации представлены различными известняками, часто доломитизированными и окремненными, иногда в различной степени глинистыми, с большим разнообразием структурных особенностей. Известняки содержат богатый и разнообразный комплекс органических остатков, принадлежащих водорослям, многокамерным фораминиферам (в том числе фузулинидам), брахиоподам свободно лежащего типа и одиночным кораллам [15].

**Анализ средних значений
проницаемости отложений
различной фациальной
принадлежности**

На основе анализа микроструктур для кернов башкирских залежей Сибирского, Кокуйского и Батырбайского месторождений по петрографическим описаниям шлифов установлены вышеописанные фациальные обстановки. В пределах каждой группы фаций определены средние значения проницаемости и проведены их сравнения с помощью критерия Стьюдента t .

Для Сибирского месторождения результат сравнения средних значений проницаемости по фациям представлен в табл. 2.

Таблица 2

Сравнительные оценки фаций
башкирской залежи Сибирского
месторождения по показателю
проницаемости k , 10^{-3} мкм²

Средние значения	Фации ОТ	47,7
	Фации ПО	28,6
	Фации РМД	8,2
Критерии Стьюдента t/p	Фации ОТ–ПО	$\frac{1,1329}{0,2592}$
	Фации ПО–РМД	$\frac{2,2199}{0,0277}$
	Фации ОТ–РМД	$\frac{2,7918}{0,0067}$

Из табл. 2 видно, что для фаций ОТ средние значения проницаемости максимальные, для фаций РМД, наоборот, минимальные. Средние значения по фациям ПО занимают промежуточные значения между фациями ОТ и РМД. Средние значения по проницаемости статистически не различаются между фациями ОТ и ПО. В остальных случаях статистические отличия имеются.

Для количественной оценки различия в плотностях распределения частот исследуемых показателей в изучаемых фациях использовался критерий Пирсона χ^2 . Значения критерия χ^2 представлены ниже.

Сравнение распределений по фациям:

Показатель	Критерии Пирсона χ^2/p		
	Фации ОТ–ПО	Фации ПО–РМД	Фации ОТ–РМД
k , 10^{-3} мкм ²	$\frac{1,296933}{0,522847}$	$\frac{6,261451}{0,043686}$	$\frac{7,974617}{0,018550}$

Для Кокуйского месторождения сравнение средних значений проницаемости по фациям представлено в табл. 3.

Таблица 3

Сравнительные оценки фаций
башкирской залежи Кокуйского
месторождения по показателю
проницаемости k , 10^{-3} мкм²

Средние значения	Фации ОТ	313,6
	Фации ПО	131,0
	Фации РМД	9,0
Критерии Стьюдента t/p	Фации ОТ–ПО	$\frac{4,5736}{0,0000}$
	Фации ПО–РМД	$\frac{4,2717}{0,0000}$
	Фации ОТ–РМД	$\frac{5,6466}{0,0000}$

Из таблицы видно, что для фаций ОТ средние значения по проницаемости имеют максимальные значения в пределах выделенных фаций, а для фаций РМД – минимальные. Средние значения

по фациям ПО занимают промежуточные значения между фациями ОТ и РМД. Средние значения по проницаемости статистически различаются для всех групп фаций.

Для количественной оценки различия в плотностях распределения частот проницаемости в изучаемых фациях использовался критерий Пирсона. Значения критерия χ^2 представлены ниже.

Сравнение распределений по фациям:

Показатель	Критерии Пирсона χ^2/p		
	Фации ОТ-ПО	Фации ПО-РМД	Фации ОТ-РМД
$k, 10^{-3} \text{ мкм}^2$	<u>16,27762</u> 0,003420	<u>15,06827</u> 0,002368	<u>20,57585</u> 0,001850

Для Батырбайского месторождения сравнение средних значений проницаемости по фациям представлено в табл. 4.

Т а б л и ц а 4

Сравнительные оценки фаций башкирской залежи Батырбайского месторождения по показателю проницаемости $k, 10^{-3} \text{ мкм}^2$

Средние значения	Фации ОТ	286,59
	Фации ПО	45,81
	Фации РМД	5,12
Критерии Стьюдента t/p	Фации ОТ–ПО	<u>7,3095</u> 0,0000
	Фации ПО–РМД	<u>4,2875</u> 0,0001
	Фации ОТ–РМД	<u>6,6961</u> 0,0000

Из табл. 4 видно, что, как и в выше-рассмотренных месторождениях, для фаций ОТ средние значения по проницаемости максимальны в пределах выделенных фаций, а для фаций РМД – минимальны. Средние значения по фациям ПО занимают промежуточные значения между фациями ОТ и РМД. Средние значения по проницаемости статистически различаются для всех групп фаций.

Оценка различия в плотностях распределения частот проницаемости в изучаемых фациях проведена с использованием критерия χ^2 , значения которого представлены ниже.

Показатель	Критерии Пирсона χ^2/p		
	Фации ОТ-ПО	Фации ПО-РМД	Фации ОТ-РМД
$k, 10^{-3} \text{ мкм}^2$	<u>26,26276</u> 0,001042	<u>15,30752</u> 0,001372	<u>21,00328</u> 0,001040

В результате проведенных исследований установлено, что наилучшие условия характерны для фаций ОТ, низкие – для фаций РМД. Ухудшение фильтрационно-емкостных показателей и наличие в залежах застойных зон связано с отложением в карбонатных породах глинистого материала, что обусловлено удаленностью от береговой линии и увеличением глубин осадконакопления. Участки залежей с высокими значениями коэффициента подвижности нефти приурочены к отложениям, сформировавшимся в обстановках небольших глубин и высокой гидродинамической активности среды.

Заключение

Установленная зональность распределения вязкости пластовой нефти по площади контролируется тектоническими элементами. Площадная закономерность заключается в том, что по мере удаления от зон развития Уральской складчатой системы вязкость нефти в пределах тектонических элементов увеличивается. Устойчивых площадных закономерностей распределения проницаемости коллекторов башкирских залежей для территории исследования не выявлено. В пределах контуров залежей подвижность нефти в основном определяется проницаемостью пород-коллекторов, что в значительной степени обусловлено принадлежностью к различным фациям.

Список литературы

1. Хижняк Г.П., Распопов А.В., Ефимов А.А. Методические подходы при обосновании коэффициента вытеснения нефти в различных геолого-физических условиях // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 10. – С. 32–35.
2. Хижняк Г.П., Распопов А.В., Ефимов А.А. Эффективность вытеснения нефти пластовыми водами по данным лабораторных исследований керна // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 10. – С. 60–61.
3. McCaffery F.G., Bennion D.W. The effect of wettability on two-phase relative permeabilities // J. of Cdn. Petr. Techn. – 1974. – Vol. 13, № 4. – P. 42–53.
4. Impact of SCAL on carbonate reservoirs: How capillary forces can affect field performance predictions / S.K. Masalmch, X.D. Juing, W. van Vank, S. Christiansen, H.van der Weerd, J. van Dorp // Petrophysics. – 2004. – Vol. 45, № 5. – P. 403–413.
5. Ефимов А.А., Галкин С.В., Мелкишев О.А. Оценка опыта применения технологий увеличения коэффициента нефти на месторождениях территории ВКМКС // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 7. – С. 48–50.
6. Крашенинников Г.Ф. Учение о фациях. – М.: Высш. шк., 1971. – 367 с.
7. Рухин Л.Б. Основы общей палеографии. – Л.: Гостоптехиздат, 1965. – 378 с.
8. Pruvost P. Sedimentation et subsidence // Livre jubilaire Centen sirc Soc. Geol. France P. – 1930. – P. 1830–1930.
9. Nowberriy J.S. Cycles of deposition in America Sedimentary rocks // Proc. Amer. Assoc. Adv. Sci. – 1872. – Vol. 22. – P. 97–135.
10. Щербаков О.А. Закономерности пространственного распределения осадков в каменноугольных морях Западного Урала // Геология и геофизика нефтегазоносных областей: сб. науч. ст. – Уфа, 1982. – С. 83–92.
11. Moore D. Sedimentation unitsep in sandtones of the Yoredale Series (Lower Carboniferous) of Yorkshire, England // J. Sediment. Petrol. – 1960. – P. 218–227.
12. Шестакова М.Ф. Башкирские отложения бассейна р. Чусовой в районе пос. Староуткинска // Опорные разрезы карбона Урала: сб. ст. по вопросам стратиграфии. – Свердловск, 1979. – № 26. – С. 41–47.
13. Щербакова М.В. Опорные разрезы палеозоя Вишерского Урала. Ч. I: Скვაжины / М.В. Щербакова, О.А. Щербаков, П.М. Китаев, О.Е. Кочнева, Н.С. Вечеринская, В.И. Дурникин; Перм. гос. техн. ун-т. – Пермь, 2002. – 161 с.
14. Дурникин В.И. Литология и фации башкирско-верейских отложений Вишерско-Чусовского Урала // Минеральные ресурсы Западного Урала и их народно-хозяйственное значение: тез. докл. / Перм. гос. ун-т. – Пермь, 1983. – С. 84–85.
15. Ефимов А.А., Кочнева О.Е. Использование фациальных особенностей карбонатных отложений Сибирского месторождения для исследований связей между коэффициентами пористости и проницаемости // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – № 12. – С. 15–18.

References

1. Xizhnyak G.P., Raspopov A.V., Efimov A.A. Metodicheskie podxody pri obosnovanii koefficienta vytesneniya nefiti v razlichnyx geologo-fizicheskix usloviyax [Methodological approaches in the justification of oil displacement efficiency in various geological and physical conditions]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanux i gazovyx mestorozhdenij*, 2009, no 10, pp. 32–35.
2. Xizhnyak G.P., Raspopov A.V., Efimov A.A. E'ffektivnost' vytesneniya nefiti plastovymi vodami po dannym laboratornyx issledovaniy kerna [Oil displacement efficiency of reservoir water by laboratory core studies]. *Neftyanoe xozjajstvo*, 2011, no. 10, pp. 60–61.
3. McCaffery F.G., Bennion D.W. The effect of wettability on two-phase relative permeabilities. *J. of Cdn. Petr. Techn.*, 1974, vol. 13, no. 4, pp. 42–53.
4. Masalmch S.K., Juing X.D., Vank W. van, Christiansen S., Weerd H. van der, Dorp J. van. Impact of SCAL on carbonate reservoirs: How capillary forces can affect field performance predictions. *Petrophysics*, 2004, vol. 45, no. 5, pp. 403–413.
5. Efimov A.A., Galkin S.V., Melkishev O.A. Ocenka opyta primeneniya tehnologij uvelicheniya koefficienta nefiti na mestorozhdeniyax territorii VKMKS [Experience assessment of the technologies application to enhance oil displacement efficiency in the VKMKS territory fields]. *Neftepromyslovoe delo*, 2010, no. 7, pp. 48–50.

6. Krasheninnikov G.F. Uchenie o faciayah [Theory of facies]. Moscow: Vysshaya shkola, 1971. 367 p.
7. Ruxin L.B. Osnovy obshhej paleografii [Fundamentals of general paleography]. Leningrad: Gostoptexizdat, 1965. 378 p.
8. Pruvost P. Sedimentation et subsidence. *Livre jubilaire Centen sire Soc. Geol. France P.*, 1930, pp. 1830–1930.
9. Nowberry J.S. Cycles of deposition in America Sedimentary rocks. *Proc. Amer. Assoc. Adv. Sci.*, 1872, vol. 22, pp. 97–135.
10. Shherbakov O.A. Zakonomernosti prostranstvennogo raspredeleniya osadkov v kamennougol'nykh moryakh Zapadnogo Urala [Regularity of the rainfall spatial distribution in the carboniferous seas of the Western Urals]. *Sbornik nauchnykh statej "Geologiya i geofizika neftegazonosnykh oblastej"*, 1982, pp. 83–92.
11. Moore D. Sedimentation unitsep in sandtones of the Yoredale Series (Lower Carboniferous) of Yorkshire, England. *J. Sediment. Petrol.*, 1960, pp. 218–227.
12. Shestakova M.F. Bashkirskie otlozheniya bassejna reki Chusovoj v rajone pos. Staroutkinska [Bashkirian deposits of Chusovaya river basin near the Staroutkinsk village]. *Sbornik statej "Opornye razrezy karbona Urala"*, 1979, no. 26, pp. 41–47.
13. Shherbakova M.V., Shherbakov O.A., Kitaev P.M., Kochneva O.E., Vecherinskaya N.S., Durnikin V.I. Opornye razrezy paleozoya Visherskogo Urala. Ch. I. Skvazhiny [Reference sections of the Paleozoic Vishera Urals]. Permiskij gosbdarstvennyj texnicheskij universitet, 2002. 161 p.
14. Durnikin V.I. Litologiya i facii bashkirsko-verejskix otlozhenij Vishersko-Chusovskogo Urala [Lithology and facies of Bashkir-Vereyskiye sediments of Vishersko-Chusovskoy Urals]. *Tezisy dokladov Permskogo gosudarstvennogo universiteta "Mineral'nye resursy Zapadnogo Urala i ix narodnohozujajstvennoe znachenie"*, 2007, pp. 84–85.
15. Efimov A.A., Kochneva O.E. Ispol'zovanie facial'nykh osobennostej karbonatnykh otlozhenij Sibirskogo mestorozhdeniya dlya issledovanij svyazej mezhdru koefficientami poristosti i pronicaemosti [Using facial features of carbonate deposits of the Sibirskoe field for studies of links between porosity and permeability coefficients]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanyx i gazovyx mestorozhdenij*, 2010, no. 12, pp. 15–18.

Сведения об авторах

Галкин Сергей Владиславович (Пермь, Россия) – доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета (614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; e-mail: doc_galkin@mail.ru).

Ефимов Артем Александрович (Пермь, Россия) – доцент кафедры геологии нефти и газа Пермского национального исследовательского политехнического университета (614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; e-mail: lpf@pstu.ru).

About the authors

Galkin Sergej Vladislavovich (Perm, Russia) – doctor of geological and mineralogical sciences, professor of oil and gas technologies department, Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomolskiy ave., 29; e-mail: doc_galkin@mail.ru).

Efimov Artem Aleksandrovich (Perm, Russia) – associate professor of oil and gas geology department, Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomolskiy ave., 29; e-mail: lpf@pstu.ru).

Получено 28.02.2013