

## Влияние условий седиментации на строение и коллекторские свойства нефтебитумовмещающих пород

Выявлены закономерности изменения коллекторских свойств месторождений из трех зон песчаной пачки шешминского горизонта: Северной, Южной и Центральной, выделенных ОАО «Татнефть» и подготовленных к первоначальному освоению. Исследованы следующие зависимости: открытая пористость–битумонасыщенность (весовая и объемная), открытая пористость–карбонатность, открытая пористость–объемная плотность, карбонатность–объемная плотность, битумонасыщенность (весовая и объемная)–карбонатность, а также битумонасыщенность продуктивных пластов с глубиной их залегания. Выявленные закономерности изменения коллекторских свойств пород и битумонасыщенности по разрезу песчаной пачки могут быть следствием не только изменяющихся условий формирования осадков, но и результатом влияния постседиментационных процессов, в результате кальцитизации или перераспределения карбонатного цемента в породе под воздействием агрессивных продуктов разрушения (окисления, биодеградаци) нефтяных залежей.

**Ключевые слова:** тяжелая нефть, битум, освоение, условия седиментации, коллекторские свойства.

Изучение процессов образования и закономерностей распространения природных резервуаров и приуроченных к ним ловушек углеводородов нефте- и битумовмещающих пород традиционно связывается с прогнозом и поисками нефтяных и газовых месторождений. В данной работе основной акцент сделан на выявление влияния условий седиментации на строение и коллекторские свойства, вмещающих битумы (нефть) отложений, а также на свойства находящихся в них флюидов. Простирающие зоны распространения пород, где выявлены скопления углеводородов не менее 200 км. Условия их формирования – полифациальные, но разными исследователями (Форш Н.Н., Миропольский Л.М., Эллерн С.С., Шалин П.А., Успенский Б.В., Петров Г.А. и др.) этот вопрос трактуется неоднозначно (Макаревич и др., 2010; Успенский, Валеева, 2008; Муслимов и др., 1995). Это связано с тем, что в районах распространения нефте- и битумосодержащих отложений присутствуют русловые, дельтовые (дистальные и проксимальные части) и баровые фации, как правило, без уточнения границ взаимных переходов одной фациальной зоны в другую. Большинство авторов выделяет какой-нибудь один фациальный тип. Но каждому типу соответствуют конкретные, свойственные только ему размеры ловушек, толщина вмещающих залежи углеводородов отложений, гранулометрический состав и свойства коллекторов, изменяющиеся как по простираению, так и по разрезу пород, о чем свидетельствует, например, разрез Ашальчинского месторождения, который представлен породами различного литолого-фациального состава. В этом плане знание детального геологического строения природных резервуаров конкретных месторождений, их принадлежность к определенным фациальным зонам чрезвычайно важно при разработке прогнозных критериев поиска углеводородов, а также при выборе способов увеличения нефтеотдачи пластов с применением вторичных и третичных методов.

Анализ применяемых российских и мировых тех-

нологий добычи тяжелых нефтей (ТН) и природных битумов (ПБ) показал, что четких критериев их применимости к конкретным месторождениям не существует. Каждую технологию необходимо адаптировать к отдельным месторождениям с учетом геолого-геохимических условий формирования природных резервуаров и залежей в них ПБ. Примеры рекомендуемых критериев применимости технологий добычи сверхвязких нефтей (СВН) и ПБ, в зависимости от их физико-химических свойств и геологических характеристик залежей из работы (Муслимов и др., 2012) приведены в таблице 1. Из приведенных данных следует, что большинство рекомендуемых параметров (мощность пласта, пористость пород, проницаемость, битумонасыщенность, вязкость и плотность битума) для выбора критериев разработки указанными методами зависят от условий формирования природных резервуаров и залежей в них углеводородов. Для управления разработкой, строительства горизонтальных скважин, использования ме-

Параметры	Рекомендуемые значения <sup>1</sup>	Рекомендуемые значения <sup>2</sup>
Глубина залегания, м	< 2100	до 1200
Мощность пласта, м	> 3	> 6
Пористость, % для терригенных пород для карбонатных пород	> 18 > 12	> 18 -
Нефтенасыщенность к началу процесса, %	> 40	> 40
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	> 0,1	> 0,1
Вязкость пластовой нефти (битума), мПа·с	> 10	> 1000
Плотность пластовой нефти (битума), г/см <sup>3</sup>	> 0,870	> 0,9
Диаметр скважины на горизонтальном участке продуктивного пласта, мм	-	> 100
Длина горизонтального участка, м	-	> 200
Расстояние между параллельными по напластованию скважинами, м	-	> 6

Таб. 1. Критерии выбора объектов для разработки методами внутрипластового горения<sup>1</sup> и закачки пара<sup>2</sup>.

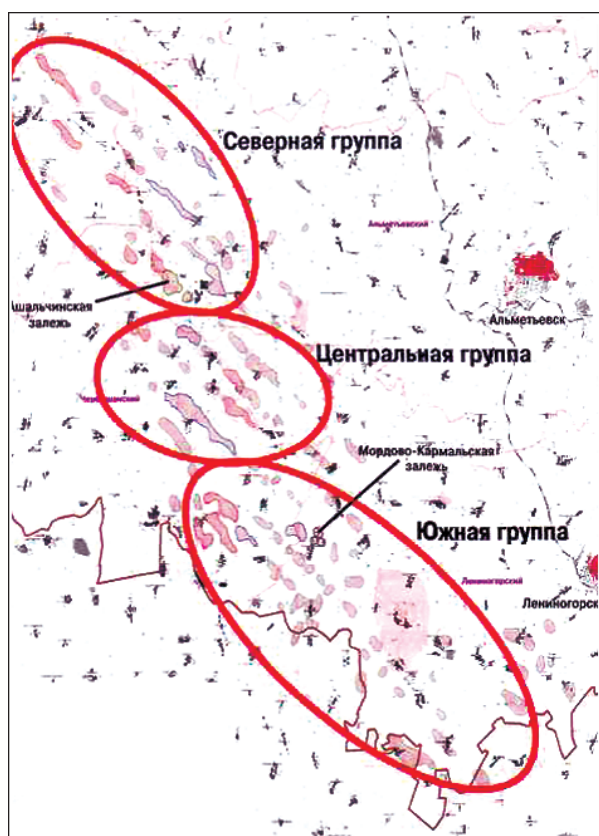


Рис. 1. Карта расположения месторождений СВН и ПБ Черемшано-Бастрыкской зоны с их дифференциацией по трем группам (Муслимов и др., 2012).

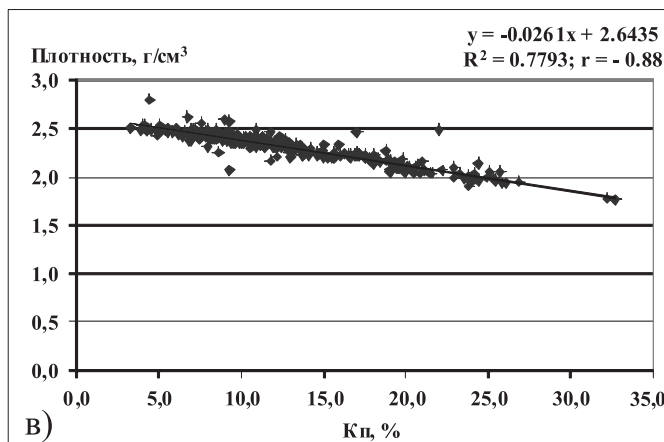
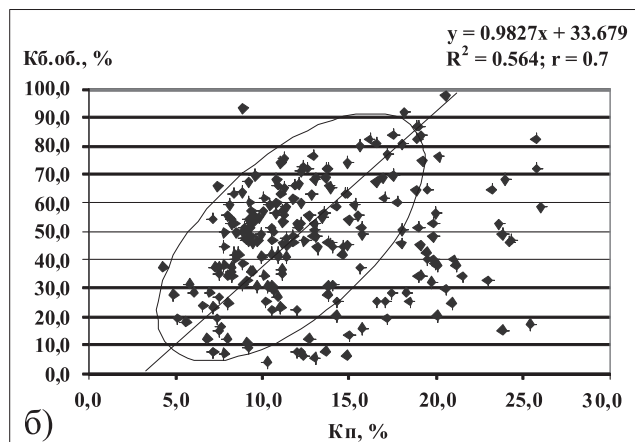
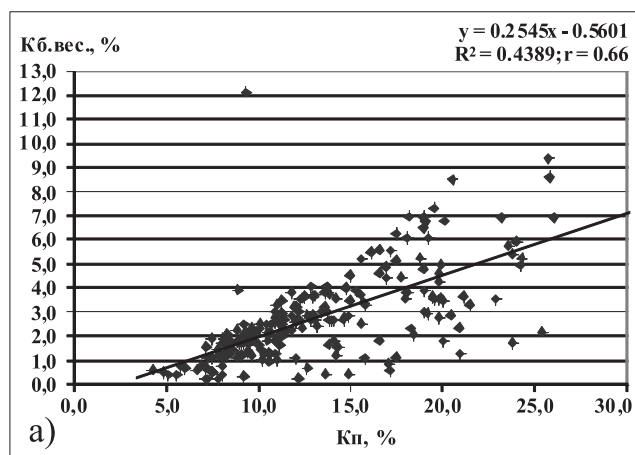


Рис. 2. Олимпиадовское месторождение (Северная группа). Корреляционные зависимости между параметрами коллекторских свойств: а) открытая пористость-битумонасыщенность (весовая); б) открытая пористость-битумонасыщенность (объемная); в) открытая пористость-объемная плотность.

тодов увеличения нефтеотдачи пластов, кроме перечисленных критериев важно знать морфологию и размеры ловушек, направленность изменения коллекторских свойств по резервуару, что также является следствием процессов седиментации.

С целью разработки методологии и совершенствования технологических основ поиска, добычи и переработки СВН и ПБ, в данной работе обобщены и интерпретированы результаты фактических геолого-геофизических и промысловых материалов, данных лабораторных петрофизических, геохимических, геофизических исследований, выполненных на кафедре геологии нефти и газа Казанского (Приволжского) федерального университета. Базируясь на фундаментальных исследованиях геологического строения природных резервуаров и условий их формирования, по мнению одного из авторов (Макаревич и др., 2010), на данной территории существует четыре фациальных зоны: русловая, дельтовая, авандельтовая, баровая.

Объектом исследований служила песчаная пачка шешминского горизонта уфимского яруса и связанные с ней ловушки СВН и ПБ. Анализируемый керновый материал в данном разделе характеризует отдельные месторождения высоковязких нефтей и ПБ, приуроченных к трем основным группам: северной, центральной и южной Черемшано-Бастрыкской зоны (Марковский, 1965; Проничева, 1973; Судькин и др., 2010), расположенной на западном склоне Южно-Татарского свода. Залежи основных месторождений высоковязких нефтей (Муслимов и др., 2012) ОАО «Татнефть», подготовленных к опытно-промышленному освоению разделены на три группы для определения очередности их освоения (Рис. 1).

В Северную группу включены залежи СВН, расположенные между Ашальчинской и Архангельской залежами. В Центральную группу объединены залежи нефтей, расположенные между Верхне-Кармальной и Южно-Ашальчинской залежами. В Южную группу вошли залежи ТН, расположенные между Ойкино-Алтуниной и Софьевской залежами.

Коллекторские свойства и битумонасыщенность пород в пределах выделенных зон изменяются в широких пределах. Так, по месторождениям Северной группы открытая пористость пород изменяется от 3,3 до 33,9 % (в среднем 13,8 %), карбонатность – от 0 до 33 % (в среднем

16,5 %), плотность минералогическая – от 2,5 до 3,6 г/см<sup>3</sup> (в среднем 2,7 г/см<sup>3</sup>), плотность объемная – от 1,7 до 3,3 г/см<sup>3</sup> (в среднем 2,3 г/см<sup>3</sup>), битумонасыщенность весовая – от 0,1 до 16,3 % (в среднем 5,5 %), битумонасыщенность объемная – от 4,4 до 88,6 % (в среднем 41 %).

На площадях месторождений, входящих в Центральную группу, открытая пористость пород изменяется от 2,4 до 44,5 % (в среднем 23 %), карбонатность – от 0,6 до 46,2 % (в среднем 15,9 %), плотность минералогическая – от 2,3 до 3,3 г/см<sup>3</sup> (в среднем 2,7 г/см<sup>3</sup>), плотность объемная – от 1,4 до 3,0 г/см<sup>3</sup> (в среднем 2,2 г/см<sup>3</sup>), битумонасыщенность весовая – от 0,1 до 14,9 % (в среднем 5,0 %), битумонасыщенность объемная – от 2,5 до 96,8 % (в среднем 39,2 %).

По своим коллекторским свойствам и битумонасыщенности породы из продуктивных отложений месторождений Южной группы близки к породам месторождений Северной группы. Открытая пористость пород изменяется от 0,9 до 38,7 % (в среднем 17,4 %), карбонатность – от 0,0 до 46,5 % (в среднем 16,7 %), плотность минералогическая – от 2,2 до 3,5 г/см<sup>3</sup> (в среднем 2,7 г/см<sup>3</sup>), плотность объемная – от 1,6 до 3,4 г/см<sup>3</sup> (в среднем 2,3 г/см<sup>3</sup>), битумонасыщенность весовая – от 0 до 15,5 % (в среднем 4,5 %), битумонасыщенность объемная – от 0 до 97,9 % (в среднем 40 %).

Для более глубокого изучения коллекторских свойств шешминских отложений были исследованы зависимости между различными параметрами коллекторов песчаной пачки месторождений из всех трех выделенных

Объекты исследования	Пористость, %	Битумонасыщенность, %				Карбонатность, %			
		по массе		к объему					
		min	X	min	X	min	X		
Породы отдельных скважин	246	4,9 25,8	10,5	0,5 8,6	27,0	27,0 72,0	40,7	2,8 22,7	14,5
	248	7,9 22,1	12,4	1,2 3,2	25,2	25,2 66,2	42,5	9,2 33,0	19,7
	251	4,1 23,8	15,4	0,5 8,5	6,6	6,6 74,2	39,6	3,0 20,0	12,6
	247	4,3 23,2	11,2	0,5 7,5	12,5	12,5 83,5	47,8	3,0 30,6	14,3
	256	3,3 20,5	11,4	1,3 10,5	29,4	29,4 97,6	67,8	3,9 24,5	15,7
	748	4,9 26,0	12,9	0,3 11,6	9,0	9,0 69,3	44,3	6,4 32,4	23,0
	790	7,0 24,0	15,9	0,3 9,3	7,7	7,7 68,1	42,5	23,6 30,0	26,7
	258	5,1 32,6	13,8	0,2 16,3	4,1	4,1 93,0	43,1	0,0 26,6	9,9
Толща в целом	3,3 32,6	12,9	0,2 16,3	4,6	4,1 97,6	46,5	0,0 33,0	18,1	

Табл. 2. Коллекторские свойства пород Олимпиадовского месторождения тяжелой нефти (Северная группа): min, max, x – соответственно минимальное, максимальное и среднее значения параметра.

групп. При этом были исследованы следующие зависимости: открытая пористость–битумонасыщенность (весовая и объемная), открытая пористость–карбонатность, открытая пористость–объемная плотность, карбонатность–объемная плотность, битумонасыщенность (весовая и объемная)–карбонатность. Северная группа представлена Олимпиадовским месторождением, Центральная группа – Мельниковским месторождением, а Южная группа Верхне-Кармальским месторождением. Коллекторские свойства Олимпиадовского месторождения представлены в таблице 2.

В тектоническом плане Олимпиадовское месторождение приурочено к гряде песчаных тел северо-западного простирания и контролируется Олимпиадовским седиментационным поднятием по кровле уфимского яруса. Поднятие образовано песками и песчаниками песчаной пачки шешминского горизонта, в купольной части толщина которых достигает 21,5 м. Оно осложнено дву-

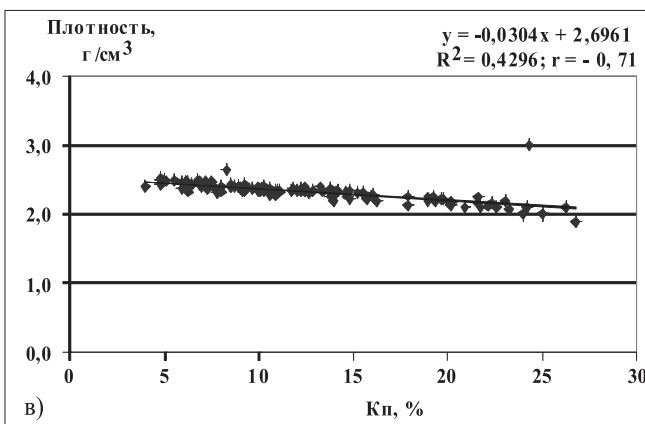
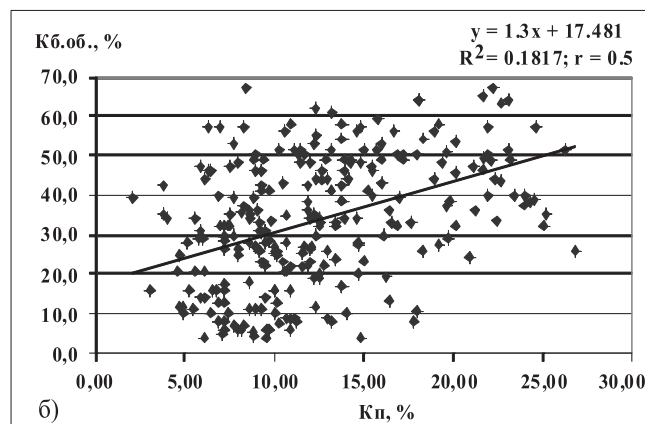
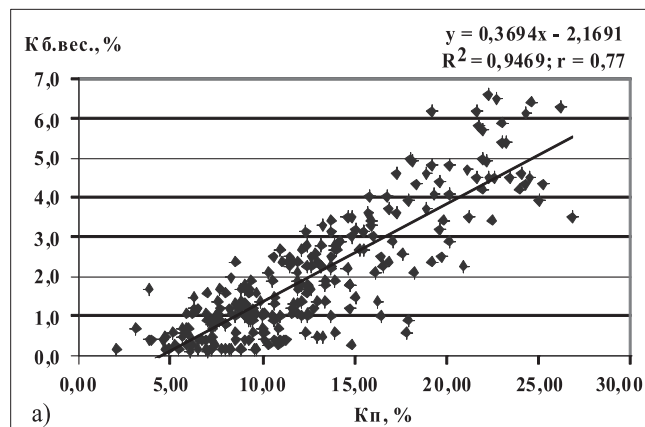


Рис. 3. Мельниковское месторождение (Центральная группа). Корреляционные зависимости между параметрами коллекторских свойств: а) открытая пористость–битумонасыщенность (весовая); б) открытая пористость–битумонасыщенность (объемная); в) открытая пористость–объемная плотность.

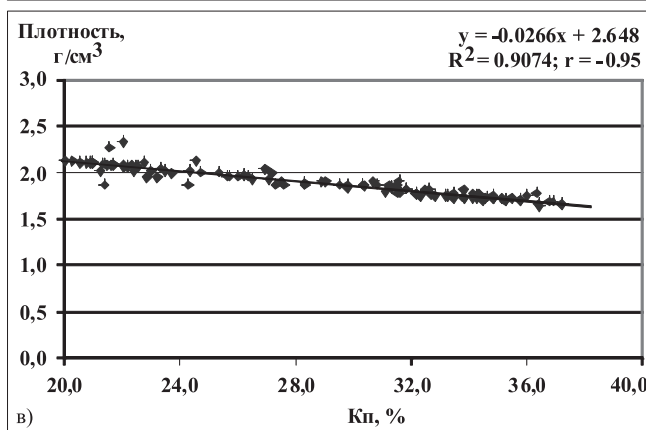
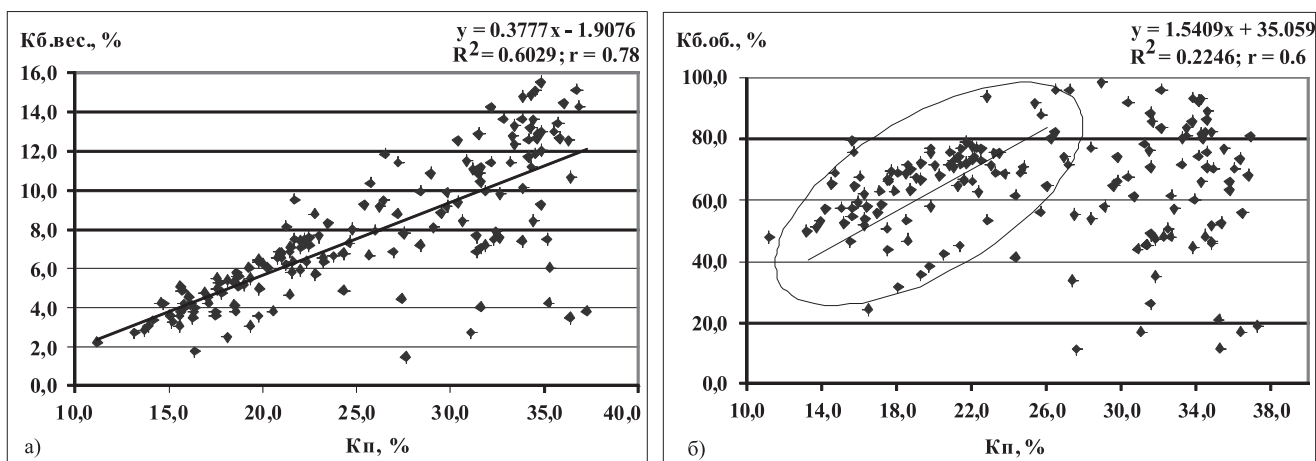


Рис. 4. Верхне-Кармальское месторождение (Южная группа). Корреляционные зависимости между параметрами коллекторских свойств: а) открытая пористость-битумонасыщенность (весовая); б) открытая пористость-битумонасыщенность (объемная); в) открытая пористость-объемная плотность.

мя куполами и в контуре шестиметровой изогипсы имеет размеры 1,2×1,8 км с амплитудой 18,5 м. Структура имеет ассиметричное строение – западное крыло крутое, восточное – пологое. Залежь тяжелой нефти Олимпиадовского месторождения приурочена к сводовой и присводовой частям месторождения и относится по типу пластовой сводовой.

Битумонасыщенными коллекторами являются средне- и мелкозернистые полимиктовые песчаники с редкими прослойками алевролитов. По степени битумонасыщенности выделяются несколько зон. Верхнюю зону образуют песчаники кровельной части песчаной пачки. Песчаники представлены от слабо сцементированных до известковистых плотных, средней крепости. По лабораторным исследованиям (Табл. 2) битумонасыщенность верхней зоны неравномерная и изменяется от 1,9 до 16,3% к массе. При этом пористость высокая – до 30%. Толщина верхней зоны битумонасыщения изменяется от 2 до 4,1 м. Ниже залегает зона рыхлых интенсивно битумонасыщенных песчаников, практически песков (основная зона). Эта зона приурочена к присводовым частям Олимпиадовского месторождения. Битумонасыщенность высокочемких рассыпающихся песков и песчаников сплош-

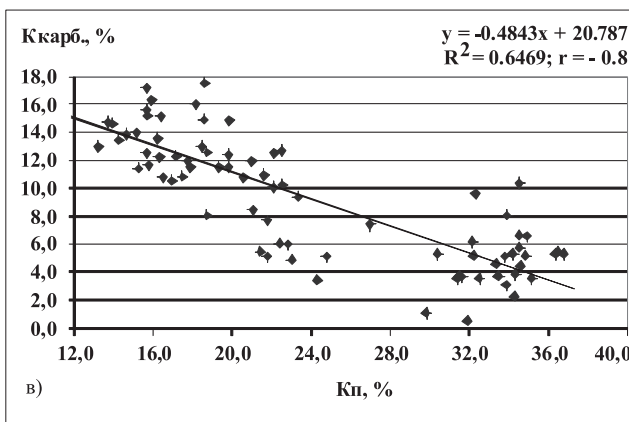
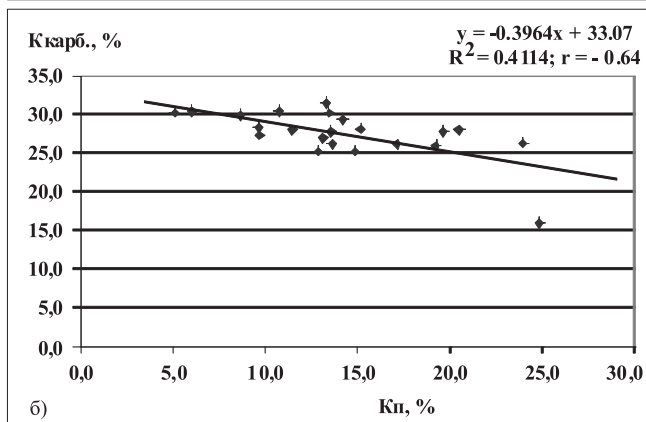
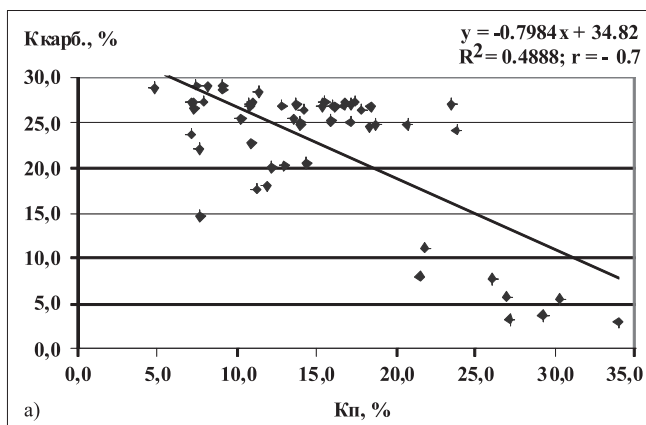


Рис. 5. Корреляционные зависимости между параметрами коллекторских свойств пород – открытой пористостью и карбонатностью: а) Студенно-Ключевское месторождение (Северная группа); б) Туманское месторождение (Центральная группа); в) Верхне-Кармальское месторождение (Южная группа).

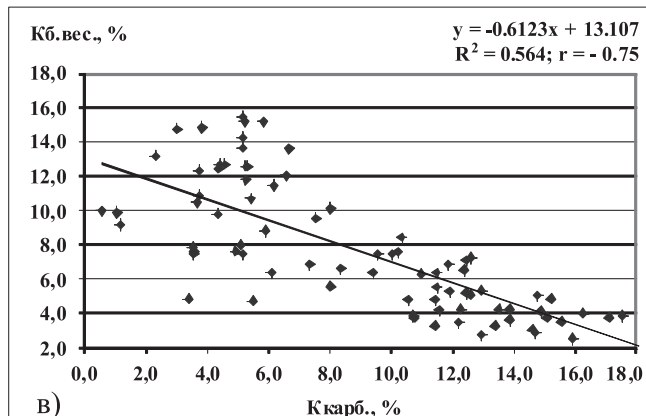
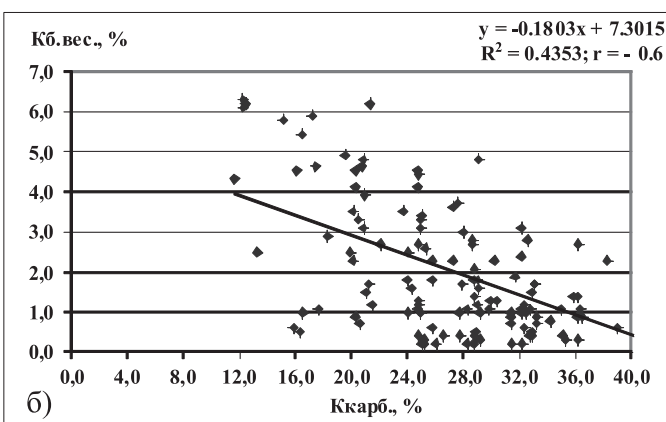
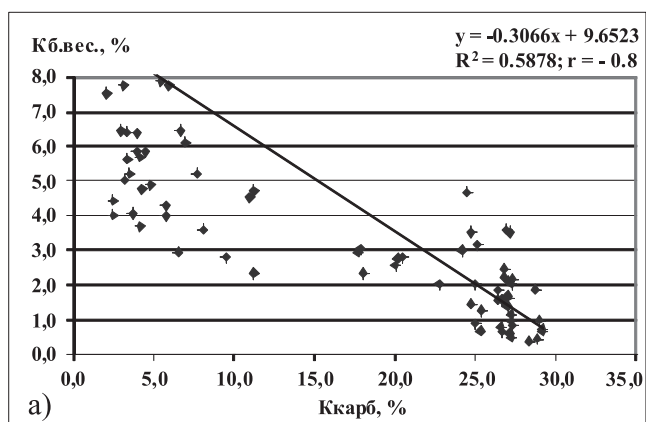


Рис. 6. Корреляционные зависимости между параметрами коллекторских свойств пород – карбонатностью и битумонасыщенностью (весовой): а) – Студенно-Ключевское месторождение (Северная группа); б) – Мельниковское месторождение (Центральная группа); в) – Верхне-Кармальское месторождение (Южная группа).

ная, интенсивная – от 7,5 до 16,3 % к массе. Толщина основной зоны битумонасыщения изменяется от 0,7 до 10 м. Пористость песчаников основной зоны очень высокая (более 35 %). Основная битумонасыщенная зона коллекторов по разрезу продуктивных толщ сменяется переходной зоной с пониженной битумонасыщенностью. Пористость коллекторов переходной зоны развитых в центральной части месторождения до 35 %, но средние значения пористости в восточной периклинальной час-

ти уменьшаются до 21,2 %. Средние значения битумонасыщенности песчаников переходной зоны изменяется от 5,1 до 7,6 % к массе.

Исследования состава ПБ Олимпиадовского месторождения проведены по пробам, отобраным из скважины 260 при испытаниях и пробной эксплуатации, как на естественном режиме, так и после паротеплового воздействия (ПТВ). Образцы проб битума Олимпиадовской залежи характеризуются относительно пониженными значениями плотности (930,4-947,0 кг/м<sup>3</sup>) и вязкости (1074,9-11651 мПа·с). Содержание смол в них не превышает 24,93 %, снижаясь в отдельных пробах до 10-12 %; парафино-нафтеновых кислот – от 21,6 до 32,7 %, асфальтенов – от 4,3 до 7,5 %, в них относительно невысокое содержание серы (от 1,9 до 2,77 %).

Гидрогеологические условия месторождения изуча-

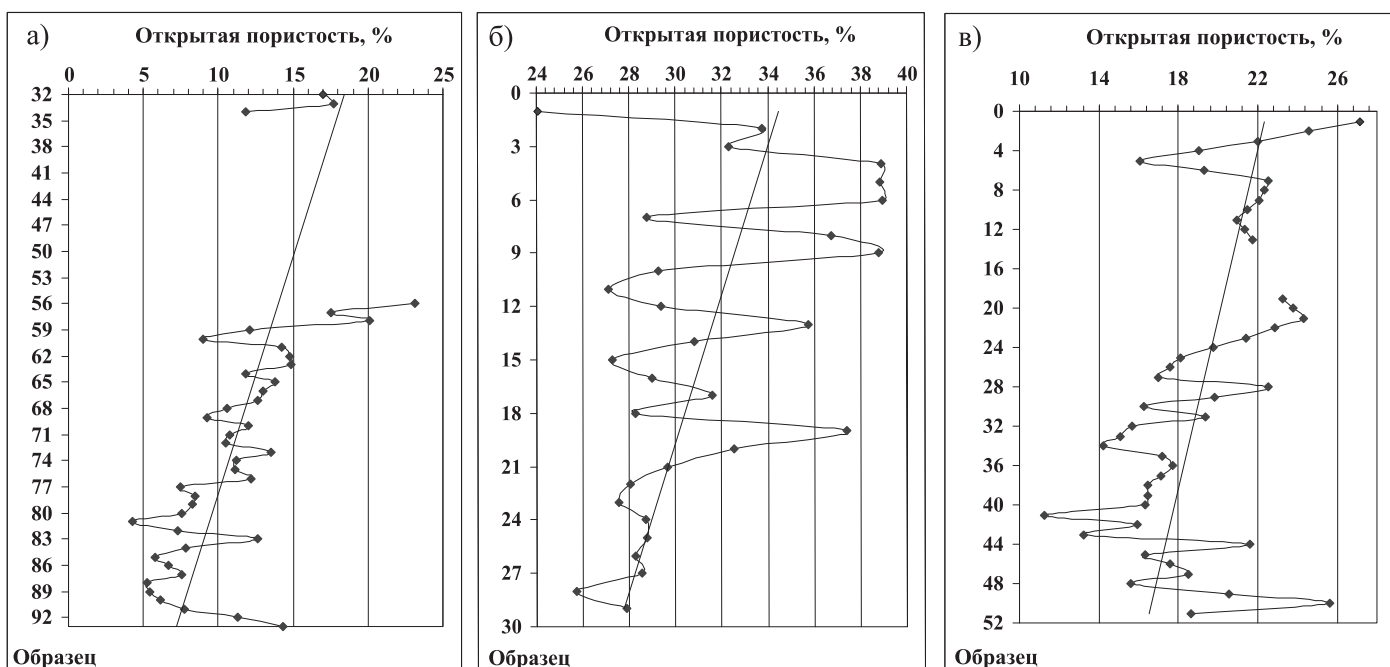


Рис. 7. Диаграммы изменения открытой пористости с глубиной по разрезу песчаной пачки уфимского яруса: а) Олимпиадовское месторождение (Северная группа); б) – Большие-Каменское месторождение (Центральная группа); в) – Верхне-Кармальское месторождение (Южная группа).

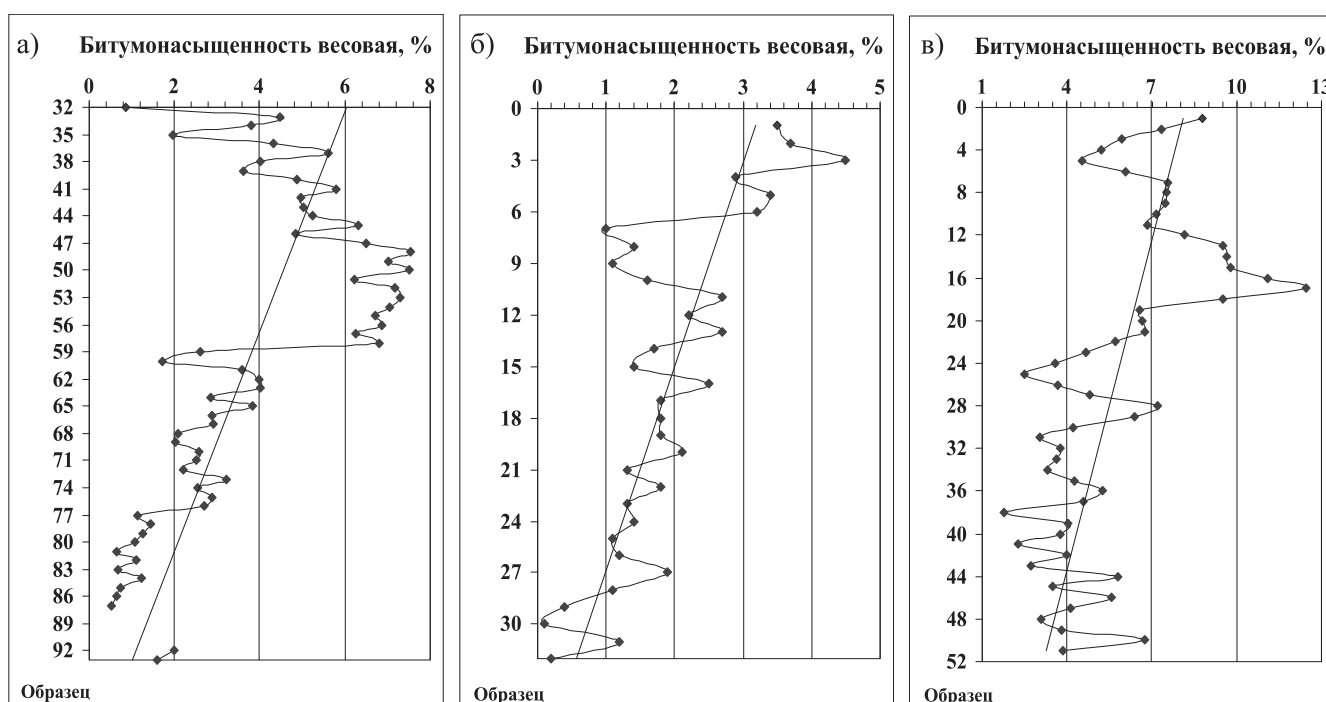


Рис. 8. Диаграммы изменения битумонасыщенности (весовой) с глубиной по разрезу песчаной пачки уфимского яруса: а) – Олимпиадовское месторождение (Северная группа); б) – Мельниковское месторождение (Центральная группа); в) – Верхне-Кармальское месторождение (Южная группа).

лись при проведении структурного бурения и поисково-разведочных работ. Притоки воды из продуктивного пласта были получены при опробовании битумонасыщенных и водоносных пластов в скважинах 788, 247, 253, 256, 258 и 260. Химический анализ отобранных проб показывает, что по составу воды относятся к сульфатно-натриевому типу.

Корреляционные зависимости между параметрами, характеризующими коллекторские свойства пород Олимпиадовского месторождения, а также для месторождений Мельниковского и Верхне-Кармальского и других, относящихся к Центральной и Южной группам представлены на Рис. 2-6.

Анализ коллекторских свойств по разрезу скважин отдельных месторождений показал хорошую прямую корреляционную зависимость между следующими показателями: пористостью и битумонасыщенностью (весовой и объемной) с коэффициентом корреляции от 0,5 до 0,78. Четкая обратная зависимость проявляется между пористостью и объемной плотностью также с достаточно высоким коэффициентом корреляции от минус 0,71 до минус 0,95. Хорошая обратная корреляционная зависимость в паре: открытая пористость-карбонатность (коэффициент корреляции изменяется от минус 0,6 до минус 0,7) Также наблюдается обратная корреляционная зависимость между карбонатностью и битумонасыщенностью (весовой и объемной) с коэффициентом корреляции от минус 0,55 до минус 0,8.

В целом полученные корреляционные зависимости свидетельствует о приуроченности концентраций углеводородов в пермских отложениях к высокопористым коллекторам, характеризующимся достаточно высокой битумонасыщенностью и низкой карбонатностью.

Вертикальный разрез песчаной пачки уфимского яруса характеризуется ясно выраженной закономерностью

изменения коллекторских свойств пород с глубиной (Рис. 7-8).

С увеличением глубины залегания песчаной пачки снижается величина открытой пористости, а также битумонасыщенность пород, как весовая, так и объемная. Нижние части разреза месторождений обычно сложены крепко и средне сцементированными слабо пористыми (5-12 %) песчаниками. В верхней части пачки развиты слабо и средне сцементированные пористые (пористость от 25 до 42 %) породы. Это обуславливает более высокую степень их нефтенасыщенности. Средняя часть пласта представлена уплотненными известковистыми песчаниками с пористостью 12-24 %. В этой части разреза изменения открытой пористости с глубиной залегания пород не носят резкого характера, хотя тенденция к снижению ее значений сохраняется, в то время как битумонасыщенность пород аналогично верхней и нижней частям пласта с глубиной снижается.

Таким образом, для более глубокого изучения коллекторских свойств шешминских отложений были исследованы зависимости между различными параметрами коллекторов песчаной пачки месторождений из трех групп, выделенных ОАО «Татнефть», и подготовленных к первоначальному освоению: Северной, Южной и Центральной. Исследованы следующие зависимости: открытая пористость-битумонасыщенность (весовая и объемная), открытая пористость-карбонатность, открытая пористость-объемная плотность, карбонатность-объемная плотность, битумонасыщенность (весовая и объемная)-карбонатность, а также битумонасыщенности продуктивных пластов с глубиной их залегания. Выявленные закономерности изменения коллекторских свойств пород и битумонасыщенности по разрезу песчаниковой пачки могут быть следствием не только изменяющихся условий формирования осадков, но и результатом влияния, возможно, даже в боль-

шей мере, постседиментационных процессов, в результате кальцитизации или перераспределения карбонатного цемента в породе под воздействием агрессивных продуктов разрушения (окисления, биодеградаци) нефтяных залежей.

Статья подготовлена при поддержке гранта РФФИ №13-05-97039/2014

## Литература

Макаревич В.Н., Искрицкая Н.И., Богословский С.А. Ресурсный потенциал тяжелых нефтей Российской Федерации: перспективы освоения. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. Т.5. №2. 2010. С. 1-13.

Марковский Н.И. Палеогеографические условия размещения крупных залежей нефти. Москва: Недра. 1965. 399 с.

Муслимов Р.Х., Войтович Е.Д., Бадамшин Э.З., Лебедев Н.П., Смелков В.М., Успенский Б.В. Размещение и освоение ресурсов природных битумов. *Геология нефти и газа*. № 2. 1995. С. 7-10.

Муслимов Р.Х., Романов Г.В., Каюкова Г.П., Искрицкая Н.И., Шаргородский И.Е., Успенский Б.В., Волков Ю.А., Сагдеева М.М., Якубов М.Р., Боровский М.Я., Кемалов Р.А., Юсупова Т.Н., Ко-

пылов А.Ю., Янгуразова З.А., Петров Г.А., Плотникова И.Н., Петров С.М. Комплексное освоение тяжелых нефтей и природных битумов пермской системы Республики Татарстан. Казань: «ФЭН». 2012. 396 с.

Проничева М.В. Палеогеоморфология в нефтяной геологии: Метод и опыт применения. Москва: Наука. 1973. 175 с.

Судькин С.Н., Сахабутдинов Р.З., Губайдулин Ф.Р., Исмагилов И.Х., Судькин А.Н. Концепция сбора подготовки и транспорта сверхвязких нефтей в ОАО «Татнефть». *Нефтяное хозяйство*. № 7. 2010. С. 61-64.

Успенский Б.В., Валеева И.Ф. Геология месторождений природных битумов Татарстана. Казань: ООО «ПФ Гарт». 2008. 349 с.

## Сведения об авторах

*Борис Вадимович Успенский* – доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры геологии нефти и газа

*Рустем Фердинантович Вафин* – старший преподаватель кафедры геологии нефти и газа

Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет  
420008, Казань, ул. Кремлевская, 18  
Тел: (843) 233-79-81

## Sedimentation Conditions Affecting Structure and Reservoir Properties of Oil-Bitumen Rocks

*B.V. Uspensky, R.F. Vafin*

*Kazan (Volga region) Federal University, Kazan, Russia, e-mail: borvadus@rambler.ru*

**Abstract.** Variation regularities in reservoir properties were allocated in the following three areas of sand pack of Sheshminkian horizon: northern, southern and central areas. These areas were identified by JSC Tatneft and were prepared for initial development. Dependency relations were investigated as follows: open porosity – bitumen content (by weight and volume), open porosity – carbonate content, open porosity – volume density, carbonate content – volume density, bitumen content (by weight and volume) – carbonate content, as well as bitumen content of productive horizons with the depth of their occurrence. Revealed variation regularities in reservoir properties and bitumen content in the sand pack section might be determined not only by changing conditions of sedimentation. Post-sedimentary processes, such as calcitization and redistribution of carbonate cement in rocks by aggressive destruction (oxidation, biodegradation) products could also have an effect on these regularities.

**Keywords:** heavy oil, bitumen, development, sedimentation conditions, reservoir properties.

## References

Makarevich V.N., Iskrikskaya N.I., Bogoslovskiy S.A. Resursnyy potentsial tyazhelykh neftey Rossiyskoy Federatsii: perspektivy osvoeniya [Resource potential of heavy oils of the Russian Federation: prospects of development]. *Neftgazovaya geologiya. Teoriya i praktika* [Petroleum Geology - Theoretical and Applied Studies]. V.5. №2. 2010. Pp. 1-13. (In Russian)

Markovskiy N.I. Paleogeograficheskie usloviya razmescheniya krupnykh zalezhey nefi [Paleogeographic terms of large oil deposits location]. Moscow: "Nedra" Publ. 1965. 399 p.

Muslimov R.Kh., Voytovich E.D., Badamshin E.Z., Lebedev N.P., Smelkov V.M., Uspenskiy B.V. Razmeschenie i osvoenie resursov prirodnikh bitumov [Location and development of natural bitumen resources]. *Geologiya nefi i gaza* [Oil and Gas Geology]. № 2. 1995. Pp. 7-10.

Muslimov R.Kh., Romanov G.V., Kayukova G.P., Iskrikskaya N.I., Shargorodskiy I.E., Uspenskiy B.V., Volkov Yu.A., Sagdeeva M.M., Yakubov M.R., Bоровskiy M.Ya., Kemalov R.A., Yusupova T.N., Kopylov A.Yu., Yangurazova Z.A., Petrov G.A., Plotnikova I.N., Petrov S.M. Kompleksnoe osvoenie tyazhelykh neftey i prirodnikh bitumov permskoy sistemy Respubliki Tatarstan [Complex development of heavy oil and natural bitumen of Permian System of the Republic of Tatarstan]. Kazan: «Fen». 2012. 396 p.

Pronicheva M.V. Paleogeomorfologiya v neftyanoy geologii: Metod i opyt primeneniya [Paleogeomorphology in petroleum geology: Method and application experience]. Moscow: "Nauka" Publ. 1973. 175 p.

Sudykin S.N., Sakhabutdinov R.Z., Gubaydulin F.R., Ismagilov I.Kh., Sudykin A.N. Kontseptsiya sbora, podgotovki i transporta sverkhv'yazkikh neftey v ОАО «Tatneft» [Concept of gathering, treating and transportation of ultraviscous oil in JSC Tatneft]. *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil Industry]. № 7. 2010. Pp. 61-64.

Uspenskiy B.V., Valeeva I.F. Geologiya mestorozhdeniy prirodnikh bitumov Tatarstana [Geology of natural bitumen fields of Republic of Tatarstan]. Kazan: «PF Gart» Publ. 2008. 349 p.

## Information about authors

*Boris V. Uspensky* – Doctor of Science, Professor of the Oil and Gas Geology Department

*Rustem F. Vafin* – Senior Lecturer of the Oil and Gas Geology Department

Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan (Volga region) Federal University  
420008, Kazan, Kremlevskaya str., 4/5  
Phone: +7 (843) 233-79-81