УДК 551.1; <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2021-1.02>

ВЫЯВЛЕНИЕ НЕОДНОРОДНЫХ СЛОЕВ И ЛИНЗ КОЛЛЕКТОРОВ В ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ

С.П. НОВИКОВА^{1*},
научный сотрудник,
<http://orcid.org/0000-0001-6687-6425>

С.В. СИДОРОВ¹,
научный сотрудник,
<https://orcid.org/0000-0002-6582-8365>

З.М. РИЗВАНОВА¹,
инженер,
<https://orcid.org/0000-0003-1930-2597>

И.З. ФАРХУТДИНОВ²,
начальник отдела разработки
нефтяных и газовых месторождений,
<https://orcid.org/0000-0002-9085-3271>

¹КАЗАНСКИЙ (ПРИВОЛЖСКИЙ) ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ,
Российская Федерация, 420008, Республика Татарстан,
г. Казань, Кремлевская, 18

* Адрес для переписки. E-mail: novikovaspn@gmail.com

²ПАО «ТАТНЕФТЬ» им. В.Д. ШАШИНА
Российская Федерация, 420000, Республика Татарстан,
г. Альметьевск, Тельмана, 88

В статье анализируются возможности локализации остаточных запасов нефти на выработанных залежах месторождений Татарстана. Объектом исследования являются пашийские отложения франского яруса верхнего девона Альметьевской площади Ромашкинского месторождения нефти. Рассмотрены возможности поиска локальных участков залежей, не вовлечённых в разработку. В работе проведён анализ осадконакопления и коэффициента неоднородности пластов в отложениях терригенного девона в пределах изучаемого участка. Исследование в работе проведено на основе материалов геофизических исследований скважин. Проведена детальная корреляция пластов и перемычек, выделены пачки согласно ритмичности залегания слоев в пашийском горизонте. По результатам проведения детальной корреляции пластов изучено распространение пластов-коллекторов и флюидоупоров. В основу анализа заложен системный анализ объекта исследования, что позволило рассмотреть проблематику с разных сторон. Проанализированы структурные поверхности, карты общих и нефтенасыщенных толщин, пористости, нефтенасыщенности, песчанистости и расчленённости по верхне- и нижнепашийским отложениям. Выявлено влияние структурного фактора на фильтрационно-ёмкостные свойства (ФЕС) пластов. Проведённый анализ позволяет оценить неоднородность коллекторов по площади и разрезу и спрогнозировать зоны локализации остаточных запасов нефти, не вовлечённых в разработку.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: девон, пашийский горизонт, корреляция, неоднородность пластов, Ромашкинское месторождение.

ТЕРРИГЕНДІК ШӨГІНДІЛЕРДЕ БІРТЕКТІ ЕМЕС ҚАБАТТАР МЕН КОЛЛЕКТОР ЛИНЗАЛАРЫН АНЫҚТАУ

С.П. НОВИКОВА¹, ғылыми қызметкер, <http://orcid.org/0000-0001-6687-6425>;

С.В. СИДОРОВ¹, ғылыми қызметкер, <https://orcid.org/0000-0002-6582-8365>;

З.М. РИЗВАНОВА¹, инженер, <https://orcid.org/0000-0003-1930-2597>;

И.З. ФАРХУТДИНОВ², Геологиялық барлау, мұнай және газ қорларының өндірісі бөлімшесінің басшысы, <https://orcid.org/0000-0002-9085-3271>

¹ҚАЗАН ФЕДЕРАЛДЫ УНИВЕРСИТЕТИ,
Ресей Федерациясы, 420008, Татарстан Республикасы,
Қазан қ., Кремлевская, 18

²ААҚ «ТАТНЕФТЬ» В.Д. ШАШИНА АТЫНДАҒЫ
Ресей Федерациясы, 420000, Татарстан Республикасы,
Альметьевск қ., Тельмана, 88

Мақалада Татарстан кен орындарының өндірілген шоғырларындағы мұнайдың қалдық қорларын оқшаулау мүмкіндіктері талданады. Зерттеу нысаны-Ромашкин мұнай кен орнының Альметьев алаңының жоғарғы девонының франск деңгейіндегі паший шөгінділері. Өндіріске кіріспеген жергілікті аумақтар зерттеу барысында қарастырылды. Жұмыста зерттелетін учаске шегінде терригендік Девон шөгінділеріндегі шөгінді жинақталуы мен қабаттардың гетерогенділік коэффициентіне талдау жасалды. Жұмыстағы зерттеу ұңғы-маларды геофизикалық зерттеу материалдары негізінде жүргізілді. Паши деңгейжиектің қабаттар жайғасуының ырғақтылығы бойынша, егжей-тегжейлі корреляциясы жүргізілді, паши горизонтының қабаттарының ырғағына сәйкес геологиялық пачкалары белгіленді.

Қабаттардың егжей-тегжейлі корреляциясының нәтижелері бойынша коллектор-қабаттары мен флюидоупорлардың таралуы зерттелді. Талдау зерттеу объектісін жүйелі талдауға

негізделген, бұл мәселені әртүрлі жағынан қарастыруға мүмкіндік берді. Құрылымдық беттер, жалпы және мұнайға қаныққан қалыңдықтардың, кеуектіліктің, мұнайға қанығудың, құмтастың және жоғарғы және төменгі фашистік шөгінділердің бөліну карталары талданады. Құрылымдық фактордың қаттардың сүзілу-сыйымдылық қасиеттеріне (ССҚ) әсері анықталды. Жүргізілген талдау ауданы мен қимасы бойынша коллекторлардың әртектілігін бағалауға және игеруге тартылмаған мұнайдың қалдық қорларын оқшаулау аймақтарын болжауға мүмкіндік береді.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: девон, паша горизонты, корреляция, қабаттардың гетерогенділігі, Ромашкин кен орны.

IDENTIFICATION OF INHOMOGENEOUS LAYERS AND RESERVOIR LENSES IN TERRIGENOUS DEPOSITS

S.P. NOVIKOVA¹, researcher, <http://orcid.org/0000-0001-6687-6425>;

S.V. SIDOROV¹, researcher, <https://orcid.org/0000-0002-6582-8365>;

Z.M. RIZVANOVA¹, engineer, <https://orcid.org/0000-0003-1930-2597>;

I.Z. FARXUTDINOV², head of the department of oil and gas exploration and development, <https://orcid.org/0000-0002-9085-3271>

¹KAZAN (VOLGA REGION) FEDERAL UNIVERSITY,
Kazan, 420008, Russia, Kremlevskay, 18

²TATNEFT PJSC NAMED AFTER V.D. SHASHIN
42000, 88 Telman Street, Almetyevsk, Republic of Tatarstan, Russian Federation

The possibilities of localizing residual oil reserves in depleted deposits of Tatarstan oilfield analyze in the article. The object of the study is the Pashian deposits of the Frasnian stage, Upper Devonian of the Almetyevskaya area, Romashkino oilfield. Possibilities of bypassed oil searching are considered. Sedimentation and heterogeneity of strata in the terrigenous Devonian sediments within the study area are analyzed in the paper. The analysis was carried out on the basis of well logging data. A detailed correlation of strata has been carried out, and members have been identified according to the rhythm of the layers' occurrence in the Pashian horizon. The distribution of reservoirs and seals was studied based on the results of the detailed correlation. The analysis is based on a systematic analysis of the research object, which made it possible to consider the problem from different sides. The analysis of structural surfaces, maps of total and oil-saturated thicknesses, porosity, oil saturation, net-to-gross content and dissection along the upper and lower Pashian deposits was carried out. The influence of the structural factor on the reservoir properties of the formations is analyzed. The analysis made it possible to assess the heterogeneity of reservoirs in area and section and to predict the bypassed oil reserves localization.

KEY WORDS: Devonian, Pashian horizon, correlation, reservoir heterogeneity, Romashkino field.

Залежи нефти в отложениях девона в пределах территории Татарстана открыты в 30-х годах прошлого века. Исследования в области изучения геологии отложений девона проводили «Татнефтегаз разведка» (ныне ТГРУ ПАО «Татнефть»), институт «ТатНИПИнефть и другие организации. За прошедшее время детально изучены стратиграфия и тектоника девонских отложений Татарстана (Геология: Буров, Данилова, Войтович, Ларочкина, Тихонович, Кожевников). Строение отложений пашийского горизонта представлено исследователями плоскопараллельным залеганием пластов [1]. При принятии плоскопараллельной модели строения отложений горизонта извлекаемые запасы нефти должны вырабатываться практически полностью. Однако, во многих случаях, при уплотняющем бурении нередко случаи вскрытия недренируемых нефтяных пластов. Это обстоятельство

наталкивает на мысль о более сложном строении продуктивной толщи и, в связи с этим, изменении взглядов на поиск остаточных извлекаемых запасов нефти. Исходя из вышесказанного, строение отложений пашийского горизонта может рассматриваться с точки зрения различных условий осадконакопления в разных частях залежи нефти. Таким образом, если ранее строение терригенных отложений рассматривалось как преимущественно последовательное напластование осадочных слоёв в целом на всей территории залежи, то теперь – некие элементы этих отложений могут являться независимыми друг от друга телами [2].

В процессе разработки залежей из-за некорректной индексации пластов нередко возникают проблемы по извлечению текущих и доизвлечению остаточных запасов нефти [3]. В настоящей работе по материалам геофизических исследований скважин (ГИС) проведена поскважинная детальная корреляция песчано-алевролитовых пластов и их аналогов в их стратиграфических границах, глинистых пачек пашийского возраста.

Углубленный анализ неоднородности пластов как по латерали, так и по разрезу позволяет выявить участки коллекторов с хорошими ФЕС. На основе проведённого детального расчленения разреза терригенной продуктивной толщи верхнего девона статистически проанализированы колебания мощностей пластов-коллекторов и глинистых разделов, частоты слияния пластов и пропластков, встречаемости пластов-коллекторов, что позволило обосновать границы пластов, уточнить их строение и пространственное развитие.

На территории Татарстана терригенный комплекс продуктивных отложений верхнего девона по промышленной значимости занимает первую позицию по объёму сконцентрированных в нём промышленных запасов и перспективных ресурсов нефти [4]. Анализ неоднородности пластов может быть использован для повышения эффективности разработки месторождения.

ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Объектом исследования в данной статье являются терригенные отложения пашийского горизонта франского яруса верхнего девона Альметьевской площади Ромашкинского месторождения (Республика Татарстан), целью исследования – детальное изучение геологического строения этих отложений методами поскважинной корреляции с использованием кривых ГИС и статистическая обработка геологических данных. Согласно тектоническому районированию изучаемая территория Альметьевской площади приурочена к купольной части Южно-Татарского свода и осложнена с запада Алтунино-Шункаским прогибом [5]. Альметьевская площадь, расположенная в восточной части Ромашкинского месторождения, в свою очередь по кровле пашийских отложений осложнена неглубокими прогибами. Рельеф поверхностей кровель отложений кыновского (тиманского) и пашийского горизонтов верхнедевонского времени в значительной степени отличается от современного.

Нефтеносность в пределах изучаемой территории установлена в терригенных отложениях пашийского и кыновского (тиманского) горизонтов франского яруса верхнего девона, в которых сосредоточена основная часть запасов нефти Татарстана.

На территории Татарстана отложения девонской системы представлены средним и верхним отделами. Фациальная характеристика и стратиграфическая полнота

разрезов на изучаемой территории имеет разную представительную характеристику и обусловлена особенностями тектонического развития [5].

В пашийское время начинает прогибаться современная вершина Южно-Татарского свода и происходит накопление терригенных осадков большой мощности [6, 7]. Закономерности развития площадного распространения песчано-алевролитовых отложений связаны с ритмичным развитием морской трансгрессии во франкий период времени.

Осадконакопление в муллинское время происходило в прибрежно-морских и мелководно-морских условиях, частично сохранились отложения на вершине Северо-Татарского свода (СТС), представленные песчаниками. В пашийское время палеогеографическая обстановка повторяла муллинское. Суша сохранилась в районе современной вершины СТС. В пашийское время началось активное прогибание современной вершины Южно-Татарского свода (ЮТС), что способствовало накоплению здесь больших мощностей осадков. Снос осадочного материала происходил в зону прогибания со стороны СТС. В кыновское (тиманское) время в районе современного ЮТС формирование осадков происходило в условиях мелкого и открытого моря. Наибольшей полнотой разреза кыновского (тиманского) горизонта представлен на южном и северном склонах ЮТС [6, 8].

Нижняя граница пашийского горизонта проводится неоднозначно, поскольку имеет различный возраст и поэтому достаточно условна. Чаще всего она проводится по кровле глинистой пачки муллинского возраста. Верхняя граница горизонта Д1 установлена по подошве репера «верхний известняк» (рисунок 1).

Рисунок 1 – Традиционная корреляция пашийского горизонта

Зная закономерности распределения ритмичности в разрезе можно выделить циклы и порядок ритмичности. Согласно устоявшимся в среде геологов взглядам,

в отложениях пашийского горизонта наблюдается ритмичность четырёх порядков (таблица 1) [9].

Таблица 1 – Ритмичность продуктивных горизонтов Д1

	Порядок ритмичности				Реперные пачки
	I	II	III	IV	
Франская трансгрессия морского бассейна	Пашийско-гайнинский или пашийско-нижнетиманский Ардаатовский	Верхне-пашийский-гайнинский	верхний известняк		
			Д ₁ -а	Д ₁ -а1	
				Д ₁ -а2	
			Д ₁ -б	Д ₁ -б1	
				Д ₁ -б2	
				Д ₁ -б3	
		Нижнепашийский	аргиллит		
			Д ₁ -в	Д ₁ -в1	
				Д ₁ -в2	
			Д ₁ -г	Д ₁ -г1	
				Д ₁ -г2	
				Д ₁ -г3	
			Д ₁ -д	Д ₁ -д1	
				Д ₁ -д2	
Живет-ский	Ардаатов-ский	Муллин-ский	Д _{II}		глина

Ритмичность I порядка принадлежит начальной стадии франской трансгрессии моря, которая распространялась с юга на север в сторону северной вершины Татарского свода. В нижней части пашийского горизонта развиты отложения песчаника. В верхней части пашийского и в нижней части кыновского (тиманского) горизонтов развиты глинистые отложения. Заканчивается этот период накоплением глинистых и карбонатных осадков (репер «верхний известняк»).

Ритмичность II порядка прослеживается в верхних частях ниже- и верхнепашийских отложений. Их формирование связано с постепенным и неравномерным опусканием морского дна, что способствовало накоплению терригенных и карбонатных толщ. Над пластом Д1-а отлагается карбонатный прослой (репер «верхний известняк»), что говорит о развитии морской трансгрессии.

Ритмичность III порядка выражается в чередовании песчано-алевритовых пластов и глинистых разделов в нижне- и верхнепашийских отложениях.

Пласт D_1 -д формировался в конечную стадию живетской трансгрессии и не имеет повсеместного развития, часто замещается глинисто-алевролитовыми породами и отсутствует в приподнятых участках палеобассейна.

Пласт D_1 -г является наиболее песчанистым и мощным.

Пласт D_1 -в формировался в более позднюю стадию пашийского трансгрессивного ритма. В этот период происходило накопление преимущественно алеврито-глинистого материала.

Пласты D_1 -б, D_1 -а формировались в позднюю стадию пашийского трансгрессивного ритма.

Ритмичность IV порядка прослеживается внутри продуктивных пластов.

Учитывая влияние ритмичностей разных порядков на строение продуктивного горизонта D_1 , при корреляции пластов в качестве опорных поверхностей традиционно используются три выдержанные реперные пачки:

1. Репер «глина» – залегает в кровле муллинского горизонта.
2. Репер «аргиллит» – залегает над пластом D_1 -в.
3. Репер «верхний известняк» – залегает в подошве кыновского (тиманского) горизонта [8].

Придерживаясь концепции ритмичности формирования отложений пашийского горизонта, проведена детальная корреляция пластов и перемычек с использованием кривых каротажа скважин: ПС, КС, ДС, ГК, НГК. Корреляция проведена для ряда скважин в работе [10], где подтверждена эффективность такого подхода. В основу детального расчленения терригенного комплекса легло комплексное изучение промыслово-геофизического материала.

В данной работе авторами для расчленения разреза использован усовершенствованный подход. При корреляции пластов пашийского горизонта в качестве опорных поверхностей, в дополнение к 3-м известным, использовались дополнительные глинистые перемычки между пластами. Всего выделено 6 пачек: в верхнепашийских отложениях это пачки D_1 а, D_1 б2, D_1 б3; в нижнепашийских отложениях – D_1 в, D_1 г1, D_1 г3. Пачки выделялись в стратиграфических границах. Реперные глинистые перемычки выдержаны по площади и разрезу и позволяют корректно отнести исследуемые породы к соответствующей пачке (рисунк 2). По сравнению с традиционным выделением пластов, количество пачек в работе представлено меньше – это связано с частым выклиниванием пластов по разрезу. В пачке D_1 а1 объединены пласты D_1 а1 и D_1 б1, в пачке D_1 г3 объединены пласты D_1 г2, D_1 г3 и D_1 д.

Опорная сетка скважин на изучаемой территории для проведения корреляции пластов выбрана согласно сносу направления осадочного материала и проводилась с юго-востока на северо-запад. Такое направление позволяет более точно выявлять литологические барьеры, учитывать удаление осадков от области сноса, прогнозировать фациальную изменчивость и мощности отложений.

В работе применён метод системного анализа [6], в который вошло несколько направлений: исследование структурных планов, карт толщин, палеогеографии, литологии разреза и фильтрационно-ёмкостных параметров пачек. Продуктивные

Рисунок 2 – Корреляция пашийского горизонта

пачки девонской залежи представлены частым переслаиванием проницаемых и непроницаемых пород, по этой причине в качестве параметра расчлененности использована карта с числом прослая коллекторов в сочетании с эффективной мощностью [11]. Изучена макро- и микронеоднородность [12] верхне- и нижнепашийских пачек. По результатам проведенных работ ниже представлены структурные карты по кровлям отложений пачки D_{1a} (верхнепашийские отложения) и пачки D_{1v} (нижнепашийские отложения), карты общих толщин, пористости, проницаемости, нефтенасыщенности, песчаности и расчлененности пластов.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

Проведенный сравнительный анализ по структурным картам по кровлям пачек D_{1a} и D_{1v} показал, что рельеф кровли пачки D_{1a} повторяет рельеф кровли пачки D_{1v}, т.е. структура пачки D_{1a} носит унаследованный характер. В целом анализируемые структурные поверхности имеют наиболее высокие отметки рельефа в центральной и, в большей степени, в южной части участка (рисунок 3).

В целом по Альметьевской площади общие толщины отложений пашийского горизонта варьируют в диапазоне от 24 до 45 м. На изучаемом участке мощность верхнепашийских отложений изменяется в диапазоне от 14 до 24 м., мощность нижнепашийских отложений – от 12 до 26 м. Минимальные мощности осадков соответствуют прогибам, максимальные – поднятиям. Наибольшие общие толщины нижнепашийских отложений соотносятся с валообразными зонами, вытянутыми с север-северо-запада на юго-юго-восток. В целом наибольшие мощности приурочены к нижнепашийским отложениям (рисунок 4).

По изучаемому участку построены карты нефтенасыщенных толщин верхнепашийских и нижнепашийских отложений. Нефтенасыщенная толщина верхнепашийских отложений изменяется в диапазоне от 2 до 18 м, нижнепашийских отложений – от 2 до 26 м (рисунок 5).

Рисунок 3 – Структурные карты по кровлям отложений пашийского горизонта

Рисунок 4 – Карты общих толщин отложений пашийского горизонта

На картах нефтенасыщенности отмечается приуроченность повышенных значений нефтенасыщенности к поднятиям, а также к участкам с максимальной мощностью коллекторов. При сопоставлении карт пористости и нефтенасыщенности с некоторой долей условности можно отметить, что там, где возрастают значения пористости, увеличивается и нефтенасыщенность пласта. В связи с близостью

ВНК в нижнепашийских отложениях значение нефтенасыщенности в целом ниже по сравнению с верхнепашийскими отложениями (рисунк 6).

Рисунок 5 – Карты нефтенасыщенных толщин отложений пашийского горизонта

Рисунок 6 – Карты нефтенасыщенности отложений пашийского горизонта

Карты пористости построены по данным ГИС-скважин. Прямых зависимостей распределения пористости от поведения структурных поверхностей и изменения мощностей пластов-коллекторов горизонта не прослеживается. Средняя пористость пород-коллекторов пашийского горизонта составляет 15%, максимальная – 23%,

минимальная – 12%. Ниже на *рисунке 7* представлены карты пористости, на которых видно, что распределения пористости в верхне- и нижнепашийских отложениях разное.

Рисунок 7 – Карты пористости пашийского горизонта

Судя по картам, пористость распределена достаточно хаотично и какой-либо упорядоченности не прослеживается. Возможно, это связано с тем, что Альметьевская площадь находится на 4-й стадии разработки и ФЭС пластов могли подвергнуться неоднократным изменениям по техногенным причинам.

Для оценки вероятности появления в разрезе пластов-коллекторов по площади залежи построена карта песчаности отложений пашийского горизонта (отношение суммарной мощности коллекторов к общей мощности пород пашийского горизонта) (*рисунк 8*). Песчаность в пределах площади варьирует в диапазоне от 20% до 80%, что говорит о не выдержанности эффективных пропластков, и о наличии как мощных, так и маломощных пластов-коллекторов в пашийском горизонте.

Для оценки распределения песчаности построены карты отдельно для верхне- и нежнепашийских отложений. На картах показано условное разделение песчаности на три типа (*рисунк 8*):

- 1 тип – вероятность появления коллектора от 20 до 40 %%;
- 2 тип – вероятность появления коллектора от 40 до 60 %%;
- 3 тип – вероятность появления коллектора от 60 до 80 %%.

По верхнепашийским отложениям 80% площади изучаемого участка занимает 1 и 2 типы песчаности, по нижнепашийским отложениям – 70% площади занимает 2 и 3 типы песчаности. В нижнепашийских отложениях велика вероятность встречи коллекторов 2 и 3 типов, а в верхнепашийских – 1 и 2 типов. Значение песчаности тем выше, чем больше суммарная нефтенасыщенная толщина. В целом песчаность, а значит и мощность нефтенасыщенных коллекторов больше в нижнепашийских отложениях.

Рисунок 8 – Карты песчаности отложений пашийского горизонта по группам

На карте расчленённости верхней части горизонта D_1 видно, что зоны пластов с расчленённостью до 3-х пропластков в основном совпадают с зонами 1-го типа песчаности, т.е. соответствуют коллекторам с минимальными толщинами и невысокими ФЕС. Эти слабопродуктивные коллекторы занимают значительную площадь исследуемого участка. Меньшую площадь участка занимают пласты с расчленённостью 4-6 пропластков со 2-м и 3-м типом песчаности и относящимися к наибольшим суммарным нефтяным толщинам. Эти пласты являются наиболее продуктивными на исследуемом участке. Средняя расчленённость по участку составляет 3 прослая (рисунок 9).

На карте расчленённости нижней части горизонта D_1 видно, что пропластки числом до 2-х образуют две неширокие зоны: одну юго-западного и одну юго-восточного простирания. Эти зоны характеризуются минимальными толщинами коллекторов и относятся к 1-му типу песчаности, т.е. представлены наименее продуктивными пластами. На большей части участка распространены пласты, расчленённые 4-10 пропластками с 3-м типом песчаности и относящимися к наибольшим суммарным нефтяным толщинам. С увеличением числа пропластков неоднородность пласта растёт и в целом уменьшается продуктивность скважин. Но, несмотря на значительную расчленённость, эти пласты являются наиболее продуктивными на исследуемом участке. Средняя расчленённость по участку составляет 4 прослая (рисунок 9).

Из-за высокой неоднородности пласты верхней части горизонта D_1 имеют меньшую продуктивность по сравнению с пластами нижней пачки горизонта D_1 [3].

ОБСУЖДЕНИЯ И ВЫВОДЫ

На основе новых геолого-геофизических данных, полученных в последние годы, проведены исследования по уточнению геологического строения отложений девона на

Рисунок 9 – Карты расчлененности отложений пашийского горизонта

Альметьевской площади Ромашкинского месторождения с целью оценки перспектив нефтеносности. В статье рассматриваются основные черты геологического развития, которые являются определяющими при выявлении и установлении пространственного распределения нефтенасыщенных коллекторов на исследуемой площади.

Корреляция проведена на основе концепции ритмичности формирования отложений пашийского горизонта. Опорная сетка скважин выбрать в направлении сноса осадочного материала – в северо-западном направлении позволяет корректно отразить залегание слоев согласно накоплению материала. Всего выделено 6 пачек: в верхнепашийских отложениях это пачки D_{1a} , D_{1b2} , D_{1b3} ; в нижнепашийских отложениях – D_{1b} , D_{1g1} , D_{1g3} . Выделение пачек проводилась по реперам, роль которых играют выдержанные по площади и разрезу глинистые перемычки и позволяют корректно отнести исследуемые породы к соответствующей пачке. По сравнению с традиционным выделением пластов, количество пачек в работе представлено меньше – это связано с частым выклиниванием пластов по разрезу. В пачке D_{1a1} объединены пласты D_{1a1} и D_{1b1} , в пачке D_{1g3} объединены пласты D_{1g2} , D_{1g3} и D_{1d} .

По результатам проведенных работ построены структурные карты по кровлям отложений пачки D_{1a} (верхнепашийские отложения) и пачки D_{1b} (нижнепашийские отложения), карты общих толщин, пористости, проницаемости, нефтенасыщенности, песчаности и расчлененности пластов. Проведен анализ карт и сделано их сопоставление.

Изучена макро- и микронеоднородность пластов, выявлены зоны слияния и разобщения пластов. Данные могут быть в дальнейшем использованы для более эффективного использования разработки месторождения.

При сопоставлении карт пористости и нефтенасыщенности можно отметить, что там, где возрастают значения пористости, увеличивается и нефтенасыщенность пласта.

Изучение песчанистости и расчлененности разреза с точки зрения ритмичности залегания слоёв позволит определить зоны развития наиболее мощных пластов-коллекторов.

Наиболее продуктивными являются пласты-коллекторы там, где песчанистость по разрезу составляет от 60 до 80 %%, но они, в большинстве своём, выработаны.

Если песчанистость 40-60 %% (2-й тип песчанистости), то эти участки залежи будут соответствовать в большинстве случаев средней продуктивности. Следует отметить, что 2-й тип песчанистости занимает около 70 % Альметьевской площади и участки с высокой текущей нефтенасыщенностью приходятся именно на неё. Можно предположить, что здесь находятся основные остаточные запасы нефти.

Участки залежи с меньшей, чем 40 % песчанистостью, вероятнее всего, слабопродуктивны, но, возможно, на таких участках также ещё остаются остаточные запасы нефти.

По результатам корреляции пашийских отложений можно проследить в пространстве формирование тел различной геометрической формы – это вытянутые пласты, выдержанные по вертикали и латерали, а также линзы, часто неоднородные по своему строению. Размеры линзовидных тел не всегда известны. С течением времени внутри пластов в процессе разработки происходят изменения коллекторских свойств, связанные с изменением пластового давления, выпадением из нефти парафинов и асфальтенов, площадным и очаговым заводнением, техногенным загрязнением различными реагентами, тектоническим процессам естественной и искусственной природы и т.д.

Детальная корреляция, изучение распространения коллекторов, флюидоупоров, уточнение объёма резервуара дают возможность прогнозирования локализации остаточных запасов нефти. Попластовая корреляция согласно типам ритмичности, с большой долей вероятности, позволяет выявлять целики нефти, не вовлеченные в разработку.

Таким образом, на данном этапе разработки залежи нефти пашийского горизонта для решения задач по локализации целиков нефти необходимо комплексирование как можно большего числа различных данных. Дальнейшие работы по выявлению целиков и зон с высокой однородностью пласта будут продолжены.

Геологическая модель, построенная на основе проведенной корреляции, уточнит начальные, а технологическая модель – остаточные запасы нефти, что позволит выявить недраенируемые участки коллекторов по площади и разрезу.

Применяя метод системного анализа – анализируя сразу несколько направлений – исследование структурных планов, палеогеографии и литологии разреза, применение геологического 3D моделирования, позволяет изучить структуру остаточных запасов нефти более подробно .

БЛАГОДАРНОСТИ. Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования РФ в соответствии с Соглашением № 075-11-2019-032 от 26.11.2019 г.

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Муслимов Р.Х. Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений / Под ред. проф. Р.Х. Муслимова. - В 2-х томах. -Т.1. – Казань: «Фэн» Академии наук РТ, 2007. -316 с. [Muslimov R.H. Neftegazonosnost' Respubliki Tatarstan. Geologiya i razrabotka neftnyanyh mestorozhdenij / Pod red. prof. R.H. Muslimova. - V 2-h tomah. -T.1. – Kazan': «Fen» Akademii nauk RT, 2007. -316 s.]

- 2 Стратиграфический кодекс России. – СПб.: Издательство ВСЕГЕИ, 2019. – 96 с. [Stratigraficheskij kodeks Rossii. – SPb.: Izdatel'stvo VSEGEI, 2019. – 96 s.]
- 3 Муслимов Р.Х. Влияние особенностей геологического строения на эффективность разработки Ромашкинского месторождения. – Казань: Изд-во Казанск. Ун-та, 1979. – 212 с. [Muslimov R.H. Vliyanie osobennostej geologicheskogo stroeniya na effektivnost' razrabotki Romashkinskogo mestorozhdeniya. – Kazan': Izd-vo Kazansk. Un-ta, 1979. – 212 s.]
- 4 Хисамов Р.С., Губайдуллин А.А., Базаревская В.Г., Юдинцев Е.А. Геология карбонатных сложно построенных коллекторов девона и карбона Татарстана. – Казань, 2010. – 283 с. [Hisamov R.S., Gubajdullin A.A., Bazarevskaya V.G., YUdincev E.A. Geologiya karbonatnyh slozhno postroennyh kolektorov devona i karbona Tatarstana. – Kazan', 2010. – 283 s.]
- 5 Буров Б.В. Геология Татарстана: Стратиграфия и тектоника. – М.: ГЕОС, 2003. 402 с. [Burov B.V. Geologiya Tatarstana: Stratigrafiya i tektonika. – M.: GEOS, 2003. 402 s.]
- 6 Ларочкина И.А. Концепция системного геологического анализа при поисках и разведке месторождений нефти на территории Татарстана. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2013. – 232 с. [Larochkina I.A. Konceptiya sistemnogo geologicheskogo analiza pri poiskah i razvedke mestorozhdenij nefti na territorii Tatarstana. – Kazan': Izd-vo «Fen» Akademii nauk RT, 2013. – 232 s.]
- 7 Кожевников Д.А. Палеогеографические обстановки и нефтегазоносность девонских отложений Республики Татарстана. Сборник научных трудов по материалам XI Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. – Пермь 2018. – С. 273-27. [Kozhevnikov D.A. Paleogeograficheskie obstanovki i neftegazonosnost' devonskih otlozhenij Respubliki Tatarstana. Sbornik nauchnyh trudov po materialam XI Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii studentov, aspirantov i molodyh uchenyh. – Perm' 2018. – S. 273-27.]
- 8 Тихонович Н.Н. Девонские отложения Русской платформы и Приуралья. М-во нефт. пром-сти. Моск. Филиал Всесоюз. нефт. науч.-исслед. геол.-развед. ин-та «МФ ВНИГРИ» М.; Л.: Гостоптехиздат, 1951. [Tihonovich N.N. Devonskie otlozheniya Russkoj platformy i Priural'ya. M-vo neft. prom-sti. Mosk. Filial Vsesoyuz. neft. nauch.-issled. geol.-razved. in-ta «MF VNIGRI» M.; L.: Gostoptekhizdat, 1951.]
- 9 Данилова Т.Е. Атлас пород основных нефтеносных горизонтов палеозоя Республики Татарстан. Терригенные породы девона и нижнего карбона. – Казань: Плутон, 2008. – 440 с. [Danilova T.E. Atlas porod osnovnyh neftenosnyh gorizontov paleozoya Respubliki Tatarstan. Terrigennye porody devona i nizhnego karbona. – Kazan': Pluton, 2008. – 440 s.]
- 10 Novikova Svetlana, Delev Alexey, Usmanov Sergey, Sidorov Sergey. Structural Features, Type and Origin of the Incised Valleys in the Lower Carboniferous of the Volga-Ural Oil and Gas Basin (East European Platform) // Kazan Golovkinsky Stratigraphic Meeting, 2017. Advances in Devonian, Carboniferous and Permian Research: Stratigraphy, Environments, Climate and Resources. 401-409 pp. Published by Filodiritto Publisher. Inforomatica srl, Via Castiglione, 81, 40124 Bologna (Italy).
- 11 Обухов О. К. Изучение выдержанности коллектора в связи с его неоднородностью для целей разработки месторождений. Тр. КФ ВНИИ. Вып. 14. – М.: Гостоптехиздат, 1964. [Obuhov O. K. Izuchenie vyderzhannosti kolektora v svyazi s ego neodnorodnost'yu dlya celej razrabotki mestorozhdenij. Tr. KF VNII. Vyp. 14. – M.: Gostoptekhizdat, 1964.]
- 12 Пулькина Н.Э. Изучение неоднородности продуктивных пластов. Практикум для выполнения учебно-научных работ студентами направления «Нефтегазовое дело». – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 79 с. [Pul'kina N.E. Izuchenie neodnorodnosti produktivnyh plastov. Praktikum dlya vypolneniya uchebno-nauchnyh rabot studentami napravleniya «Neftegazovoe delo». – Tomsk: Izd-vo Tomskogo politekhnicheskogo universiteta, 2012. – 79 s.]