

Выделение нефтеперспективных участков в нижнепермском комплексе западного склона Южно-Татарского свода

В работе рассмотрен вопрос выделения перспективных участков для проведения поисково-оценочного бурения с целью выявления залежей сверхвязкой нефти, приуроченных к карбонатным коллекторам сакмарского и ассельского ярусов. Для этого собраны, систематизированы и проанализированы геолого-геофизические данные по 1018 скважинам структурного и специализированного на сверхвязкую нефть (СВН) пермского разреза бурения, а также по 163 нефтепоисковым скважинам, расположенным в пределах Екатериновско-Ашальчинской зоны нефтепроявлений. Основным результатом работы является выделение 15 нефтеперспективных участков в сакмарском ярусе и 7 – в ассельском с суммарными геологическими (извлекаемыми) прогнозными локализованными ресурсами (D_{1n}) в размере 47457 (11808) тыс. т. Выявленные благоприятные предпосылки локализации нефти в нижнепермском комплексе района исследований в совокупности с наличием прямых признаков нефтеносности в структурных скважинах, свидетельствуют о перспективности района исследований на выявление залежей СВН.

Ключевые слова: нижнепермский карбонатный нефтеносный комплекс, сакмарский ярус, структурное поднятие, кавернозно-трещиноватый тип коллекторов, интервал нефтепроявлений, сверхвязкая нефть, нефтеперспективный участок, поисково-оценочная скважина.

Уже не первый год большой интерес нефтяные компании России проявляют к нетрадиционным видам углеводородного сырья: сверхвязкой нефти, сланцевой нефти, природным битумам и т.д., что в первую очередь связано с истощением месторождений обычной нефти. Дальше всех в вопросах освоения тяжелого углеводородного сырья продвинулась компания «Татнефть», которая на протяжении восьми лет ведет промышленную разработку Ашальчинского месторождения сверхвязкой нефти. Из года в год с начала разработки компания планомерно наращивает объем добычи сверхвязкой нефти (СВН); на сегодняшний день накопленная добыча составила более полумиллиона тонн.

Сейчас в рамках второго и третьего этапов действующего Проекта «СВН 2000» ведутся работы по подготовке и вводу в разработку Южно-Ашальчинского, Северо-Ашальчинского и Больше-Каменского поднятий, входящих в состав Ашальчинского минерально-сырьевого кластера, а также по геологическому доизучению и подготовке к вводу в промышленное освоение залежей СВН еще 11 поднятий.

Данные три этапа Проекта направлены на достижение уровня годовой добычи в 2000 тыс. тонн. Для поддержания данного уровня с перспективой дальнейшего увеличения объема добываемой сверхвязкой нефти необходимо проводить работы по наращиванию ресурсной базы тяжелого углеводородного сырья. Так, в Татарском геологоразведочном управлении в 2010-2013 гг. проводились работы по выделению перспективных структур шешминского горизонта и оценке ресурсов по категории C_3 , а также оценка прогнозных ресурсов уфимского и нижнепермского комплексов в пределах лицензионных участков ОАО «Татнефть» на территории Самарской и Оренбургской областей (Ахметшин, 2012; 2013; Хисамов и др., 2012).

В 2014 году в ТГРУ проводились работы по выделению нефтеперспективных участков в нижнепермском комплексе в пределах западного склона Южно-Татарского сво-

да, который является одним из наиболее перспективных районов в отношении нефтеносности комплекса. Нижнепермские образования здесь представлены ассельским и сакмарским ярусами.

Основанием для постановки настоящей работы на западном склоне ЮТС, а именно в пределах Екатериновско-Ашальчинской зоны нефтепроявлений (по Е.Д. Войтовичу) нижнепермского комплекса послужило выявление обильного нефтепроявления в сакмарском ярусе с выходом СВН на устье в эксплуатационной скв. № 4024 (1943) Екатериновского месторождения нефти (Рис. 1). Дальнейшее бурение роторной компоновкой было безрезультатно – наблюдалось выталкивание бурового инструмента (Кашапов и др., 2013). В результате последующего испытания скважины с паротепловым воздействием в интервале залегания нефтенасыщенных карбонатных коллекторов сакмарского и ассельского ярусов (абс. отм. от минус 98,4 м до минус 114,7 м) был получен приток СВН дебитом 16 м³/сут.

По данным предшествующих исследований (Лебедев, 1973; Хисамов и др., 2012) определены основные геологические предпосылки локализации нефтепроявлений в пределах рассматриваемого участка.

1. Подавляющая часть выявленных нефтескоплений приурочена к нижнепермским локальным поднятиям.

2. Литологическая неоднородность нижнепермского комплекса обусловлена вторичными процессами в виде перекристаллизации, сульфатизации, кальцитизации, выщелачивания и трещиноватости. Наиболее распространены смешанные типы карбонатных коллекторов: пористо-кавернозные, кавернозно-трещиноватые, пористо-кавернозно-трещиноватые. Значительная трещиноватость и закарстованность карбонатных пород, которыми сложены нижнепермские природные резервуары, и отсутствие в разрезе достаточно плотных экранов сделали их проницаемыми для вертикальной миграции нефти. В условиях обширного карстообразования и повышенной

трещиноватости пород нефтепроявления различной интенсивности отмечаются по всему разрезу ассельских, сакмарских и, реже, в кровельной части верхнекаменноугольных отложений.

3. Для карбонатных образований нижнепермских природных резервуаров характерно неравномерное распределение УВ по разрезу и площади, обусловленное изменением полноты разреза и литологических особенностей вмещающих пород (пород-коллекторов и флюидоупоров).

Наиболее интенсивные нефтепроявления и увеличенные интервалы приурочены, главным образом, к верхней части сакмарского яруса.

В редких случаях отмечено увеличение диапазона нефтепроявлений в связи с повышенной мощностью закарстованных пород. При этом нефтепроявления сосредоточены не только в кровельной части сакмарского яруса, но и неравномерно насыщают весь разрез, в редких случаях сливаясь с нефтепроявлениями в кровле ассельского яруса.

Зафиксировано, что обильные нефтепроявления в трещиновато-кавернозных коллекторах нижнепермского разреза вызывали осложнения при бурении структурных скважин вследствие обволакивания замков штанг бурового инструмента гудроновидной нефтью. В скв. № 4023 в процессе геофизических исследований отмечено забивание прибора СВН. Это же отмечалось и ранее при бурении на сакмарские образования скв. № 106 Северо-Ашальчинской площади.

4. Наличие залежей нефти в нижезалегающих каменноугольных отложениях (Рис. 2) и присутствие в карбонатном разрезе вертикальных проницаемых каналов. В работе (Хисамов и др., 2012) указано на приуроченность нижнепермских залежей к глубинным разломам, частично прослеживаемым в верхней части осадочного разреза.

5. Основной экранирующей покрывкой на рассматриваемой площади являются глинистые образования песчано-глинистой пачки шешминского горизонта уфимского яруса.

Кроме того, покрывками, контролирующими образование скоплений УВ в рассматриваемых отложениях, являются прослой плотных (часто окремнелых) карбонатных пород и реже сульфатов, залегающих на разных стратиграфических уровнях нижнепермского комплекса. Сульфатные породы часто слагают нижнюю часть сакмарского разреза, однако эти плотные разности пород не образу-



Рис. 1. Нефтепроявление в скв. № 4024 (11943) Екатеринбургского месторождения.

ют регионально выдержанных покрывшек.

С учетом приведенных выше геологических факторов локализации нефтескоплений в отложениях нижнепермского комплекса, выделение нефтеперспективных участков осуществлялось следующим образом.

На 1 этапе работ была составлена база данных (БД) по результатам структурного и специализированного на СВН бурения 1018 скважин, а также 163 нефтепоисковых скважин, расположенных в пределах района исследований.

Входные формы БД включают номер скважины, площадь бурения, альтитуду скважины, стратиграфический возраст отложений, абсолютные отметки кровли и подошвы сакмарского и ассельского ярусов, интервал отбора керна, абсолютные отметки кровли и подошвы слоев с нефтепроявлениями, толщины слоев с нефтепроявлениями, характеристику нефтесодержащих коллекторов, равномерность и интенсивность нефтенасыщения коллекторов.

Второй этап включает в себя несколько подэтапов. Первый подэтап представляет собой построение структурных карт по кровле сакмарского и ассельского ярусов на основе всего объема данных на сегодняшний день.

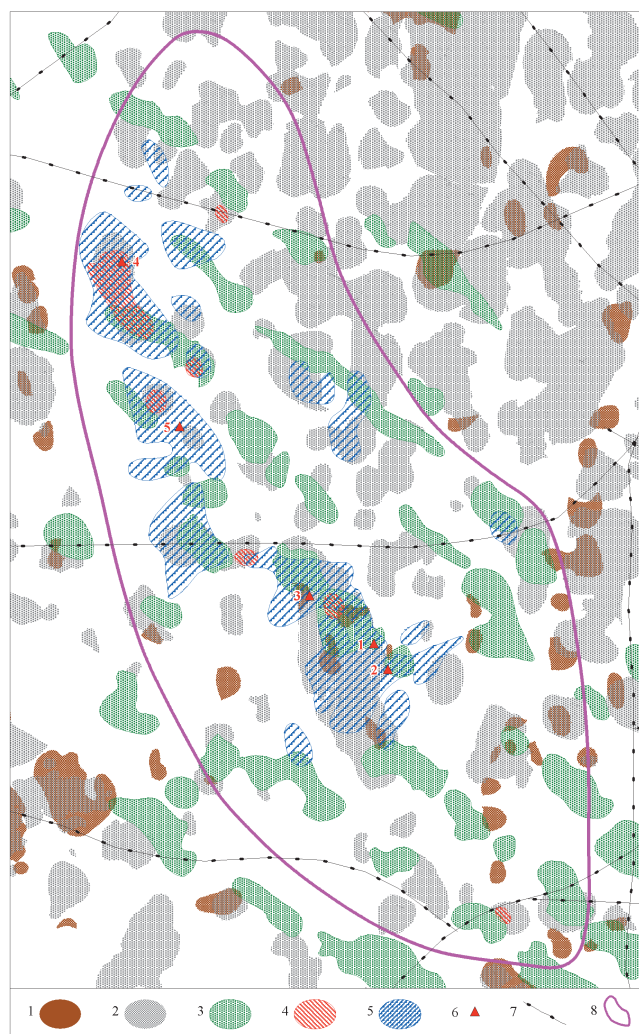


Рис. 2. Карта совмещенных контуров залежей нефти в девонских, каменноугольных, пермских отложениях и нефтеперспективных участках нижнепермского комплекса. Залежи нефти: 1 – в девонских отложениях, 2 – в каменноугольных отложениях, 3 – шешминских отложениях; нефтеперспективные участки: 4 – ассельского яруса, 5 – сакмарского яруса; 6 – рекомендуемые поисково-оценочные скважины; 7 – осевые зоны разломов; 8 – район исследований.

Абсолютные отметки кровли ассельского яруса варьируют в пределах от минус 76 м (скв. № 514 Клинской структурной площади) до минус 144 (скв. № 6306 Ржавецкой структурной площади). Поверхность кровли яруса регионально погружается с востока на запад в направлении Мелекесской впадины. При более детальном рассмотрении она осложнена структурными поднятиями и прогибами. Поднятия группируются в валообразные зоны северо-западной и субмеридиональной ориентировки (Рис. 3).

Поверхность сакмарского яруса, хотя и является эрозионной, но в целом унаследовала основные черты строения поверхности ассельского яруса (Рис. 4). Абсолютные отметки кровли яруса изменяются от 1 м (скв. № 1497 Чумачкинской структурной площади) до минус 110 м (скв. № 404 Ульяновская нефтепоисковая).

Второй подэтап представляет собой дополнение структурных карт данными по отбору керн в скважинах.

Отбор керн в структурных скважинах, как правило, осуществлялся в нижней части пермского разреза с целью отбивки маркирующих горизонтов. Кроме того, на исследуемой площади пробурено незначительное количество поисково-оценочных скважин с целью изучения нефтеносности отложений сакмарского и ассельского ярусов: скв. №№ 3, 4 Аверьяновского битумного участка, скв. № 109 Северо-Ашальчинской участка, скв. №№ 74, 93, 95,

96 Ашальчинского участка, скв. № 4024 (11943) Екатеринбургское месторождение нефти и др.

Всего в контуре исследуемого района пробурено 118 скважин (9,7 % от фонда скважин) с полным отбором керн из сакмарского яруса и 283 с частичным отбором керн, преимущественно в нижней части яруса. Отбор керн из ассельского яруса составляет соответственно 168 скважин (13,8 % от общего фонда скважин участка) и 180 скважин.

На фоне достаточно низкой степени разбуренности исследуемого района информативными в отношении нефтеносности нижнепермского комплекса скважинами, наиболее изученными в этом отношении, являются нефтеперспективные участки №№ 3, 7, 10 сакмарского яруса и № 2 ассельского. Так, плотность разбуренности скважинами с полным отбором керн для нефтеперспективного участка № 3 сакмарского яруса составляет 814 тыс. м²/скв., № 7 – 1171 тыс. м²/скв., № 10 – 673 тыс. м²/скв. Для объекта № 2 ассельского яруса эта величина составляет 487 тыс. м²/скв.

Выход керн из нижнепермского комплекса, сложенного трещиновато-кавернозными карбонатными породами, согласно документации керн в большинстве своем не превышает 20-30 %. Исключение составляют поисково-оценочные скважины на СВН пермского разреза, в которых выход керн составлял преимущественно более 60 %.

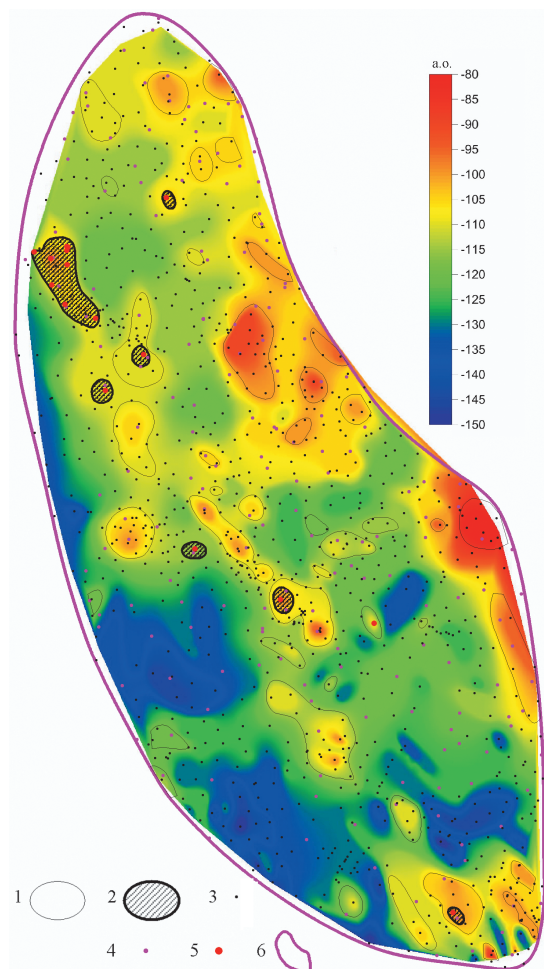


Рис. 3. Структурная карта по кровле ассельского яруса. 1 – поднятие по кровле ассельского яруса; 2 – нефтеперспективные участки ассельского яруса; скважины: 3 – структурные, поисково-разведочные и разведочные на СВН пермского разреза, 4 – глубокие нефтепоисковые, 5 – с нефтепроявлениями в керне из ассельских отложений; 6 – район исследований.

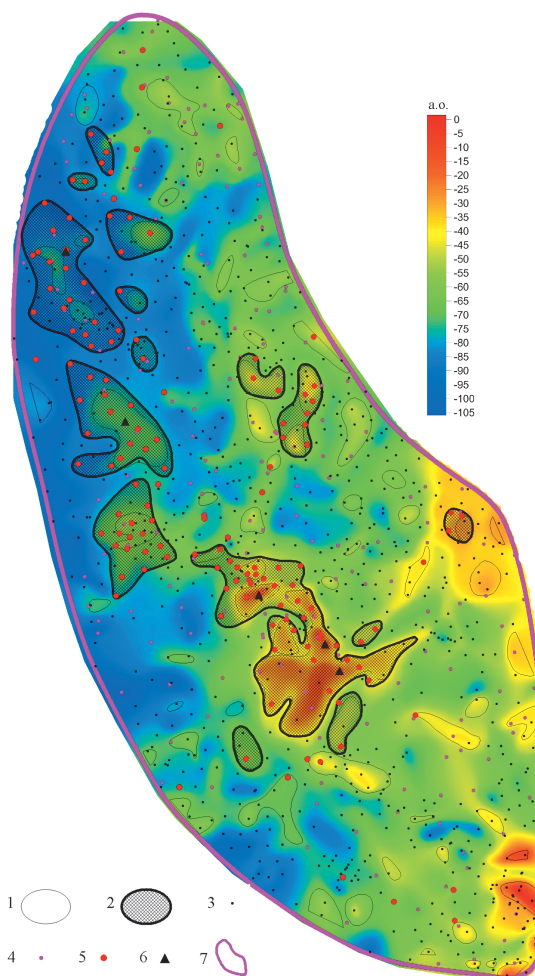


Рис. 4. Структурная карта по кровле сакмарского яруса. 1 – поднятие по кровле сакмарского яруса; 2 – нефтеперспективные участки сакмарского яруса; скважины: 3 – структурные, поисково-разведочные и разведочные на СВН пермского разреза, 4 – глубокие нефтепоисковые, 5 – с нефтепроявлениями в керне из сакмарских отложений, 6 – рекомендуемые поисково-оценочные; 7 – район исследований.

На третьем подэтапе на структурных картах отражаются данные о суммарной толщине нефтепроявлений по скважинам.

При определении суммарных нефтенасыщенных толщин по скважинам учтены слои с интенсивностью нефтенасыщения коллекторов от слабой до интенсивной. Суммарная толщина коллекторов с нефтепроявлениями для образований сакмарского комплекса изменяется от 0,1 м до 76,4 м (скв. № 74 Ашальчинского участка), для ассельского яруса – от 1,3 м до 60 м (скв. № 951 Петропавловской пл.).

Отмечается слияние нефтеносных интервалов сакмарского и ассельского ярусов с образованием единого этажа нефтеносности мощностью до 96 м (скв. № 951). В единичных случаях зафиксировано распространение интер-

валов с нефтепроявлениями в карбонатные отложения кровли каменноугольной системы.

На 4 подэтапе осуществлялось оконтуривание нефтеперспективных участков на выявление залежей СВН в нижнепермском комплексе.

Оконтуривание нефтеперспективных участков произведено на основании суммарных толщин нефтепроявлений в скважинах по керну из сакмарского и ассельского ярусов (Рис. 4). Практически все выделенные нефтеперспективные участки приурочены к положительным формам кровли нижнепермского комплекса – структурным поднятиям III порядка и реже к гемиянтиклиналям.

Форма нефтеперспективных объектов в плане от эллипсовидной (нефтеперспективный участок № 6 сакмарского яруса) до крайне сложной (нефтеперспективный участок № 10 сакмарского яруса).

Ориентировка нефтеперспективных участков согласуется с ориентировкой поднятий и, как правило, является северо-западной или субмеридиональной. Размеры участков варьируют в широких пределах – от 259 тыс. м² (№ 1 ассельского яруса) до 22147 тыс. м² (№ 10 сакмарского яруса).

В рамках 5 подэтапа осуществлялось построение геологических профилей нефтеперспективных участков № 7 сакмарского яруса и № 4 ассельского яруса (Рис. 5). Эти участки являются одними из наиболее геологически изученных и типичных для района исследований.

Геологические профили (один вдоль простирания и два вкрест простирания участка) подтверждают выводы предшествовавших исследователей о приуроченности нефтепроявлений в нижнепермских отложениях района к резервуарам сводового массивного типа (Хисамов и др., 2006).

Работы 3 этапа заключались в обосновании методики оценки ресурсов выделенных нефтеперспективных участков, в обосновании их параметров и в количественной оценке прогнозных локализованных ресурсов по категории D_{1n} .

Наиболее часто используемым способом количественной оценки ресурсов нефти является метод геологических аналогий (Методическое руководство..., 2000). Данный метод предусматривает выделение хорошо изученного нефтеносного объекта, принимаемого за эталон с последующим распространением установленной плотности ресурсов УВ с эталона на прогнозируемые участки с учетом коэффициентов на меру геологического сходства эталона и прогнозируемого участка.

К настоящему времени достаточно изученного эталонного объекта, приуроченного к сводовому массивному типу резервуаров нижнепермского комплекса, в Республике Татарстан нет. В тоже время, значительный объем бурения скважин на рассматриваемом участке с полным или частичным отбором керна в ряде скважин из отложений нижнепермского комплекса, лабораторные исследования керна на определение коллекторских свойств пород и их нефтенасыщенности, а также проведенные испытания скважин на приток УВ, в том числе и с паротепловым воздействием на пласты, позволяют рассмотреть возможность применения объемного метода оценки ресурсов нефти Екатериновско-Ашальчинского участка, по аналогии с ресурсами категории C_3 , по формуле:

$$Q_n = F \cdot h_{эф} \cdot m \cdot k_n \cdot \rho_n \cdot \theta \cdot \eta_n, \quad (1)$$

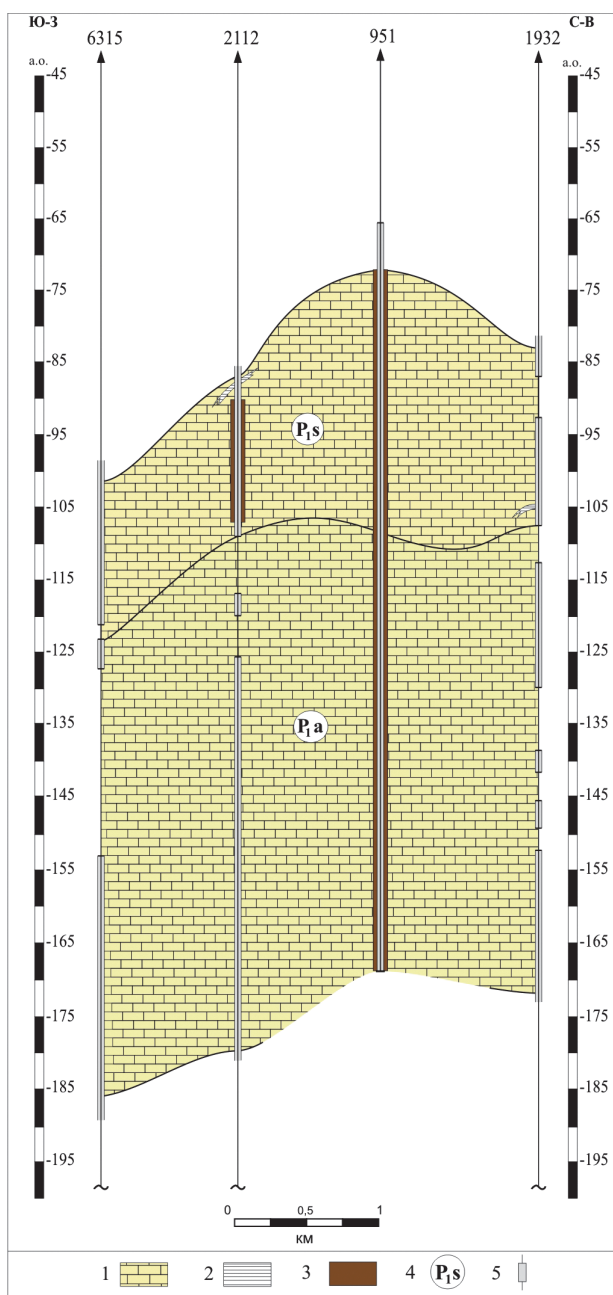
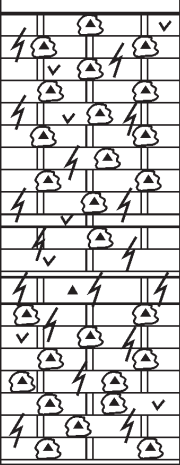
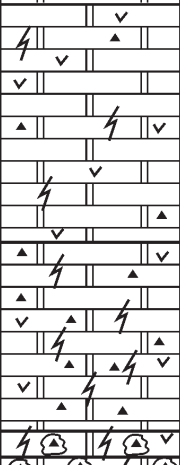


Рис. 5. Геологический профиль по линии скв. №№ 6315-2112-951-1932. Лебединское поднятие (нефтеперспективный объект № 7 сакмарского яруса). 1 – карбонатные отложения (известняки и доломиты), 2 – глинистые отложения; 3 – нефтенасыщенные слои по керовому материалу; 4 – стратиграфический индекс; 5 – интервал отбора керна.

Все скважины рекомендуется пробурить с полным вскрытием нижнепермского комплекса. В скважинах предполагается выполнение комплекса ГРП, включающего отбор керн и проведение специализированного комплекса геофизических исследований (ГИС) в интервале залегания отложений нижнепермского комплекса, лабораторные исследования отобранного керн на коллекторские свойства и нефтеносность, выделение по

геолого-геофизическим данным нефтеносных горизонтов коллекторов и испытание нефтеперспективных пластов на естественном режиме (ЕР) и после паротеплового воздействия (ПТВ) с целью получения промышленных притоков УВ, гидродинамические исследования в скважинах, лабораторные исследования проб УВ и пластовых вод.

Поисково-оценочные скважины №№ 1, 2, 3 проекти-

Стратиграфия	Шкала абс. отм., м	Скв. № 951 Петропавловской площади (данные документации керн)		Скв. № 11943 Екатеринбургского месторождения (результаты ГИС в интервале -93,6 -149,0 м)			Характеристика пласта-коллектора	Результаты испытания	
		Глубина Абс. отм., м	Геологическая колонка	Литология	Глубина Абс. отм., м	Кн			Кп
	-70	223 -73							
P ₁ s	-75			Доломиты брекчиевидные светло-серые, участками с буроватым оттенком, с кавернами и трещинами заполненными густым битумом, загипсованные	230,5 -75,1				
	-80			Доломиты светло-серые, трещиноватые по редким кавернам - битум					
	-85			Доломиты серые с трещинами заполнены битумом. ("Ракушечник")					
	-90	240 -90							
	-94	244 -94				251,4 -95,4			
	-95						17,7	63,6	Карбонатный, нефть
	-96	246 -96			Доломиты светло-серые, с бурым оттенком кавернозные и трещиноватые; каверны и трещины заполнены битумом	252,2 -95,8			
	-100					260,6 -103,8			
	-105	259 -109				263,4 -106,5	13,8	77,8	Карбонатный, нефть
							15,9	80,4	Карбонатный, нефть
	-110		Доломиты светло-серые с желтым оттенком, частично окремненные, участками битуминозные	269,3 -112,2					
P _a	-111	161 -111		Доломиты светло-серые, участками тонкопористые, битуминозные с редкими трещинами, загипсованные	270,1 -112,9	19,7	85,8	Карбонатный, нефть	
	-115				271,1 -115,3	19,4	74,3	Карбонатный, нефть	
	-120				270,1 -119,6				
	-125				270,1 -120,6	8,2	66,6	Карбонатный, нефть	
	-130	280 -130			270,1 -122,2	11,4	63,7	Карбонатный, нефть	
	-135				284,2 -124,2	17,0	72,7	Карбонатный, нефть	
	-140				287,6 -126,4				
	-145				287,6 -129,6	15,3		Карбонатный, вода	
	-150				291,8 -133,6	17,6		Карбонатный, вода	
	-155				295,4 -137,0	9,4		Карбонатный, вода	
	-140			297,1 -138,6	18,2		Карбонатный, вода		
	-145	295 -145	Доломиты светло-серые пористые, трещиноватые, с кавернами заполнены УВ. ("Фондовый доломит")	303,0 -144,3					
	-150	297 -147	Доломиты светло-серые с буроватым оттенком, пористые, битуминозные с кавернами заполненными битумом, загипсованные	307,1 -148,1	21,7		Карбонатный, вода		
	-155	307 -157		308,0 -149,0					
	-160		Доломиты известковые, участками пористые битуминозные, загипсованные						
	-165	319 -169							
	-170								

□ интервал испытаний с ПТВ на пласт в открытом стволе

Рис. 7. Сопоставление данных о нефтеносности нижнепермского комплекса по скв. № 951 Петропавловской площади структурного бурения и скв. № 11943 поисково-оценочной на СВН пермского разреза Екатеринбургского месторождения (нефтеперспективные участки № 7 сакмарского яруса и № 4 асельского яруса).

руются на нефтеперспективном участке № 12 сакмарского яруса (Рис. 8).

Точка заложения скв. № 1 рекомендуется в центральной части участка в районе скв. № 95 Ашальчинской залежи СВН, скв. № 2 в южной части нефтеперспективного участка в районе скв. № 96 Ашальчинской залежи СВН и

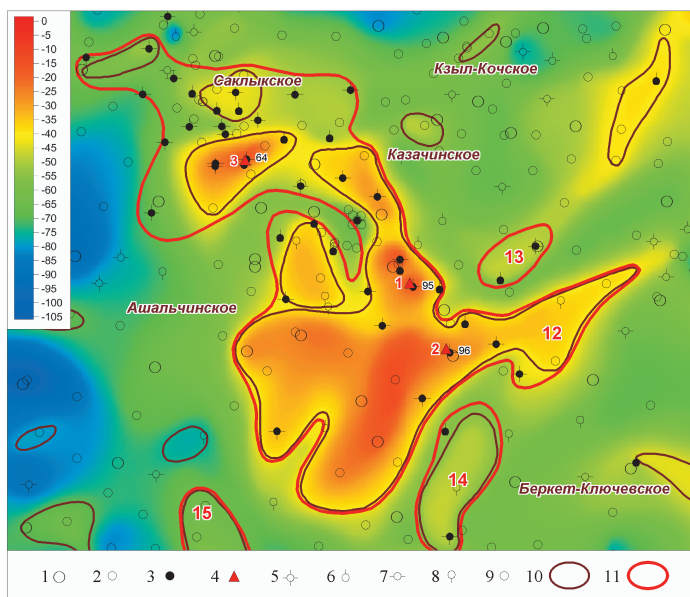


Рис. 8. Нефтеперспективный участок № 12 сакмарского яруса. Скв. № 1 – глубокие нефтепоисковые, 2 – структурные, поисково-разведочные и разведочные на СВН пермского разреза, 3 – с нефтепроявлениями, 4 – рекомендуемые поисково-оценочные. Отбор керн в сакмарском ярусе: 5 – по всему разрезу, 6 – в верхней части, 7 – в средней части, 8 – в нижней части, 9 – без отбора; 10 – поднятие по кровле сакмарского яруса; 11 – контуры нефтеперспективных участков и их номера. В верхнем левом углу – шкала абсолютных отметок кровли сакмарского яруса.

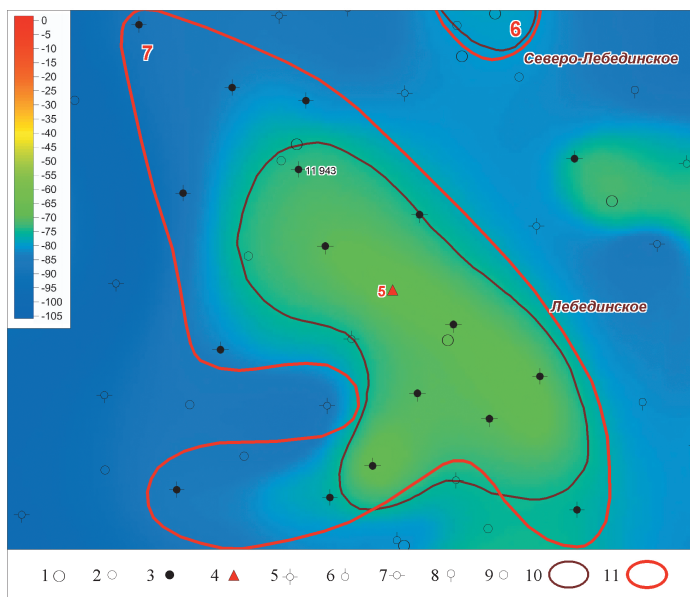


Рис. 9. Нефтеперспективный участок № 7 сакмарского яруса. Скв. № 1 – глубокие нефтепоисковые, 2 – структурные, поисково-разведочные и разведочные на СВН пермского разреза, 3 – с нефтепроявлениями, 4 – рекомендуемые поисково-оценочные. Отбор керн в сакмарском ярусе: 5 – по всему разрезу, 6 – в верхней части, 7 – в средней части, 8 – в нижней части, 9 – без отбора; 10 – поднятие по кровле сакмарского яруса; 11 – контуры нефтеперспективных участков и их номера. В верхнем левом углу – шкала абсолютных отметок кровли сакмарского яруса.

скв. № 3 в северной части участка в районе скв. № 64 Ашальчинского битумного участка.

Данные, полученные в результате выполнения рекомендуемых ГРП на нефтеперспективном участке № 12 сакмарского яруса, позволят установить промышленную значимость объекта.

Поисково-оценочная скв. № 4 рекомендуется к заложению в пределах нефтеперспективных объектов № 3 сакмарского яруса и № 2 ассельского яруса в районе скв. № 4 Аверьяновского битумного участка, в которой при испытаниях на ЕР были получены небольшие притоки УВ. Основной целью строительства данной скважины является получение промышленного притока УВ из перспективного на нефть нижнепермского комплекса после ПТВ.

Скв. № 5 рекомендуется к бурению в центральной части нефтеперспективного участка № 7 сакмарского яруса в сводовой части Лебединского поднятия по кровле ассельского яруса (Рис. 9). Проектная поисково-оценочная скв. № 5 располагается в 1,3 км к юго-востоку от скв. № 11943 Екатеринбургского месторождения нефти, в которой при испытаниях с ПТВ на нефтеносные пласты был получен промышленный приток СВН.

Поэтому, в случае вскрытия нефтеносных пластов в отложениях нижнепермского комплекса в рекомендуемой поисково-оценочной скв. № 5 следует предполагать региональное их распространение в плане.

Итак, выявленные благоприятные предпосылки локализации нефти в нижнепермском комплексе в пределах Екатеринбургско-Ашальчинского участка в совокупности с обнаруженными прямыми признаками нефтеносности этих отложений в структурных и поисково-оценочных скважинах, свидетельствуют о перспективности исследуемого участка недр на выявление залежей СВН.

Выполнение рекомендуемого комплекса ГРП позволит получить необходимые геолого-геофизические данные для заключения о наличии залежей промышленного масштаба в пределах участка работ. Получение положительных результатов позволит определить первоочередные участки для постановки работ разведочного этапа.

Литература

- Ахметшин А.З. Выделение перспективных структур шешминского горизонта с целью воспроизводства сырьевой базы сверхвязкой нефти в Республике Татарстан. *Тр. XVI Межд. симп. им. ак. М.А.Усова студентов и молодых ученых*. Томск. 2012. С. 242-244.
- Ахметшин А.З. Нарращивание ресурсной базы тяжелой сверхвязкой нефти пермской системы в пределах Южно-Татарского свода. *Мат. II Межд. науч.-практ. конф. молодых ученых и специалистов памяти ак. А.П.Карпинского*. С.-Петербург. 2013. С. 513-517.
- Кашапов И.Х. и др. Проблемы извлечения сверхвязкой нефти ассельско-сакмарского ярусов нижней перми на территории деятельности НГДУ «Ямашнефть» на примере скважины № 11943 (№ 4024). *Мат. докладов научно-практ. конф. «Проблемы разведки и разработки высоковязких нефтей», посвя. 20-летию ТГРУ ОАО «Татнефть»*. Казань. 2013. С. 102-110.
- Лебедев Н.П. Битумовмещающие породы пермских отложений Татарии и смежных районов Ульяновской и Куйбышевской областей. *Сб. «Битуминозные толщи востока Русской платформы»*. Казань: КГУ. 1973. 131 с.
- Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. М.: ВНИГНИ. 2000. 189 с.
- Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Либерман В.Б., Шаргородский И.Е., Р.Н. Хадиуллина, Войтович С.Е. Минерально-сырьевая база Республики Татарстан. Казань: Фэн. 2006. 320 с.
- Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Шаргородский И.Е., Ахмет-

шин А.З., Зинатова М.Ф. Особенности геологического строения и размещения залежей нижнепермской тяжелой нефти Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. *Нефтяное хозяйство*. 2012. С. 10-15.

Хисамов Р.С., Сухов К.А., Гатиятуллин Н.С., Войтович С.Е., Либман В.Б. К вопросу о поисках залежей сверхвязкой нефти в юго-западной части Южно-Татарского свода. *Геология нефти и газа*. №3. 2012. С. 54-58.

Сведения об авторах

Раис Салихович Хисамов – Главный геолог – зам. генерального директора ОАО «Татнефть», д.геол.-мин.н., профессор
423450, Альметьевск, ул. Ленина, 75. Тел: (8553)307-117

Накип Салахович Гатиятуллин – Начальник Татарского геологоразведочного управления ОАО «Татнефть», д.геол.-мин.н.

Камиль Акрамович Сухов – Начальник научно-производственного центра «Геология сверхвязких нефтей»

Артур Зуфарович Ахметшин – Ведущий геолог научно-производственного центра «Геология сверхвязких нефтей»

Татарское геологоразведочное управление ОАО «Татнефть», 420111, Россия, Казань, ул. Чернышевского, 23/25. Тел.: (843)293-60-30.

Allocation of oil potential areas in the Lower Permian complex of the South-Tatar arch western slope

R.S. Khisamov, N.S. Gatiyatullin, K.A. Sukhov, A.Z. Akhmetshin

JSC Tatneft, Almetyevsk, Russia

Tatar Geological Exploration Department, JSC Tatneft, Kazan, Russia, e-mail: tgru@tatneft.ru

In this paper we consider allocation of prospective areas for exploration and evaluation drilling to identify deposits of highly viscous oil, confined to carbonate reservoirs of Sakmarian and Asselian stages. To do this, there are geological and geophysical data collected, systematized and analyzed for 1018 wells of structural drilling and drilling specialized on highly viscous oil of Permian section, as well as 163 oil prospecting wells located within Ekaterinovskiy Ashalchinsky zone of oil ingress. The main result is allocation of 15 oil potential areas in Sakmarian formation, and 7 in Asselian formation with total geological (recoverable) forecast localized resources (DIL) in the amount of 47457 (11808) thousand tones. Identified favorable conditions of oil localization in the Lower Permian complex together with the presence of direct evidence of oil content in structural wells, indicate the prospects of the studied area to identify deposits of highly viscous oil.

Keywords: Lower Permian oil-bearing carbonate complex, Sakmarian stage, structural elevation, cavernous-fractured reservoir type, oil ingress interval, highly viscous oil, oil potential area, exploration and evaluation well.

References

Akhmetshin A.Z. Vydelenie perspektivnykh struktur sheshmingskogo gorizonta s tsel'yu vosproizvodstva syr'evoy bazy sverkhv'yazkoy nefiti v Respublike Tatarstan [Allocation of prospective structures in Sheshma horizon for the purpose of replacement of high-viscosity oil reserves in the Republic of Tatarstan]. *Tr. XVI Mezhd. simp. im. ak. M.A. Usova studentov i molodykh uchenykh* [Proc. XVI Int. Symp. of students and young scientists]. Tomsk. 2012. Pp. 242-244.

Akhmetshin A.Z. Naraschivanie resursnoy bazy tyazheloy sverkhv'yazkoy nefiti permskoy sistemy v predelakh Yuzhno-Tatarskogo svoda [Upgrading of Permian heavy viscous oil within South Tatar arch]. *Mat. II Mezhd. nauchno-prakt. konf. molodykh uchenykh i spetsialistov pamyati ak. A.P. Karpinskogo* [Proc. II Int. Conf. of young scientists in memory of A.P. Karpinskiy]. St.Petersburg. 2013. Pp. 513-517.

Kashapov I.Kh. i dr. Problemy izvlecheniya sverkhv'yazkoy nefiti assel'sko-sakmarskogo yarusov nizhney permi na territorii deyatelnosti NGDU «Yamashneft» na primere skvazhiny № 11943 (№ 4024) [Problems of high-viscosity oil extracting of Asselian-Sakmarian Lower Permian in the active territory of "Yamashneft" (on example of the

well number 11943) (№ 4024)]. *Mat. dokladov nauchno-prakt. konf. «Problemy razvedki i razrabotki vysokov'yazkikh neftey», posv. 20-letiyu TGRU OAO «Tatneft'»* [Proc. Conf. of young scientists, devot. to 20th jubilee of TGRU JSC Tatneft «Problems of heavy viscous oils development»]. Kazan. 2013. Pp. 102-110.

Lebedev N.P. Bitumovmeschayuschie porody permskikh otlozheniy Tatarii i smezhnykh rayonov Ul'yanovskoy i Kuybyshevskoy oblastey [Bitumen rocks of Permian deposits of Tatarstan and neighboring districts of Ulyanovsk and Kuibyshev region]. *Sb. rabot KGU «Bituminoznye tolschi vostoka Russkoy platformy»* [Proc. Conf. «Bituminous strata of the East Part of Russian Platform»]. Kazan. 1973. 131 p.

Metodicheskoe rukovodstvo po kolichestvennoy i ekonomicheskoy otsenke resursov nefiti, gaza i kondensata Rossii [Guidance for quantitative and economic evaluation of resources of oil, gas and condensate in Russia]. Moscow: VNIGNI. 2000. 189 p.

Khisamov R.S., Gatiyatullin N.S., Liberman V.B., Shargorodskiy I.E., R.N. Khadiullina, Voytovich C.E. Mineral'no-syr'evaya baza Respubliki Tatarstan [Mineral reserve base of Tatarstan Republic]. Kazan: Fen. 2006. 320 p.

Khisamov R.S., Gatiyatullin N.S., Shargorodskiy I.E., Akhmetshin A.Z., Zinatova M.F. Features of geological structure and location of Low Permian Heavy oil of Volga Ural oil-and-gas Province. *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil industry]. 2012. Pp. 10-15. (In Russian)

Khisamov R.S., Sukhov K.A., Gatiyatullin N.S., Voytovich S.E., Liberman V.B. To the question of extremely viscous oil deposits searching in the South-West part of South-Tatar arch. *Geologiya nefi i gaza* [Geology of oil and gas]. No.3. 2012. Pp. 54-58. (In Russian)

Information about authors

Rais S. Khisamov – Dr. Sci. (Geol. and Min.), Deputy General Director – Chief Geologist of JSC Tatneft
423400 Russia, Almetyevsk, Lenin St. 75.
Tel: +7(8553)307-117.

Nakip S. Gatiyatullin – Dr. Sci. (Geol. and Min.), Head of Tatar Geological Exploration Department, JSC Tatneft
Kamil' A. Sukhov – Head of the Scientific and Production Centre «Geology of extremely viscous oils»
Artur Z. Akhmetshin – Leading Geologist, Scientific and Production Centre «Geology of extremely viscous oils»

Tatar Geological Exploration Department, JSC Tatneft
420111 Russia, Kazan, Chernyshevsky St. 23/25
Tel: +7(843)293-60-30.