

ИЗУЧЕНИЕ ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ РАЗРЕЗА ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА И ПОИСК ВЫСОКОЗАЛЕГАЮЩИХ ЗАЛЕЖЕЙ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫМИ РАБОТАМИ МОГТ 2D НА ТЕРРИТОРИИ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

Р.С. Хисамов¹, В.А. Екименко², Ж.К. Добровольская², Т.В. Морковская²

¹ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

²ООО «ТНГ-Групп», Бузульма, Россия

Представлены результаты опытно-методических работ МОГТ 2D по изучению пермско-верхнекаменноугольного интервала разреза с целью отработки методики по изучению залежи сверхвязкой нефти. В результате проведенных сейсмических исследований МОГТ 2D детально изучена верхняя часть осадочного чехла, включая отложения татарского, казанского, уфимского ярусов верхней перми, сакмарского, ассельского яруса нижней перми и отражающие границы C_3 и C_{3a} в отложениях верхнего карбона, глубина залегания которых не превышает 500 м. Уточнена граница распространения неогеновой палеодолины. Осуществлен прогноз толщин верхней песчаной пачки уфимского яруса, с которой связаны залежи сверхвязкой нефти.

Ключевые слова: сейсморазведка, верхняя часть разреза, залежи сверхвязкой нефти, песчаная пачка, скважина

DOI: 10.18599/grs.18.4.7

Для цитирования: Хисамов Р.С., Екименко В.А., Добровольская Ж.К., Морковская Т.В. Изучение верхней части разреза осадочного чехла и поиск высокозалегающих залежей сверхвязкой нефти сейсморазведочными работами МОГТ 2D на территории Республики Татарстан. *Георесурсы*. 2016. Т. 18. № 4. Ч. 2. С. 300-305. DOI: 10.18599/grs.18.4.7

Введение

Опытно-методические работы по изучению пермско-верхнекаменноугольных отложений проведены впервые. Для отработки методики исследования проводились в восточной части Черемшанского района РТ на участках Верхне-Кармальной и Нижне-Кармальной залежах сверхвязкой нефти (Добровольская, Морковская, 2013).

Для детального изучения пермско-верхнекаменноугольного интервала разреза сейсмические наблюдения были выполнены при 320-канальной симметричной расстановке с шагом ПП и ПВ 5 м, т.е. с кратностью наблюдений 160. В процессе обработки расчет априорных статических поправок осуществлялся по первым вступлениям преломленной волны, и величина вводимых статических поправок низкочастотной составляющей не превысила 10 мс. Такой подход позволил учесть влияние рельефа и скоростных аномалий в верхней части разреза.

Литолого-стратиграфическая привязка отражающих границ выполнена с использованием данных сейсмокаротажа и моделирования сейсмического импульса на основе теоретических кривых АК, что позволило по профилям откоррелировать отражающие границы (ОГ) в отложениях казанского яруса, от кровельных поверхностей татарского, уфимского, сакмарского, ассельского яруса, и отражающие границы C_3 и C_{3a} в отложениях верхнего карбона. Все выше перечисленные границы характеризуются различной динамической выраженностью в волновом поле и, как следствие, качеством прослеживаемости (Рис. 1).

Краткая геологическая характеристика целевого интервала разреза

Исследуемая территория относится к Центральному битуминозному ареалу, «который соответствует крупному полюсу битумонакопления, расположенного на восточном борту Мелекесской впадины и западном склоне ЮТС» (Хисамов и др., 2006).

На площади сейсморазведочных работ расположены Верхне-Кармальная и Нижне-Кармальная залежи сверхвязких нефтей, приуроченные к песчаной пачке уфимского яруса. Основным резервуаром для скопления нефти в верхнепермском нефтеносном комплексе являются песчаники шешминского горизонта уфимского яруса, которые залегают в кровельной части верхней пачки горизонта – песчаная пачка $P_2u_2^2$, сложенная песками, пропитанными вязкой нефтью и маломощными прослоями песчаников и алевролитов.

Практически вся Нижне-Кармальная залежь от кровли до подошвы пласта является обводнённой и промытой в той или иной степени. Наблюдается определённое сходство в характере обводнения залежей тяжелых сверхвязких нефтей с массивными нефтяными, эксплуатируемыми на естественном режиме, для которых построить текущую поверхность ВНК затруднительно. Поэтому нижней границей нефтенасыщения считают, условно, подошву нефтенасыщенной зоны, определяемой по количественным и качественным признакам лабораторных исследований керн и ГИС (Базаревская, Тарасова, 2007; Янгузова, 1997).

Верхне-Кармальная залежь сверхвязких нефтей контролируется одноимённым поднятием, осложнённым

ным рядом куполов. Залежь вскрыта 22 скважинами и представляет собой довольно протяжённую линзу, размером 5.5 x 1.5 км северо-западного простирания. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0.2 м (скв. 17 ВК) до 15.5 м (скв. 418). Залежь структурно-литологического типа.

Как известно, начало позднепермской эпохи сопровождалось существенной перестройкой структурного плана территории. После перерыва в осадконакоплении началось формирование лагунно-морской и континентальной формации. Раннеуфимское время связано с активным воздыманием Палеоурала, где интенсивно развивались эрозионные процессы. Потоки больших масс воды, выносящих обломочный материал в восточные районы платформы, в уфимский век покрыли значительную часть территории РТ. Мощность отлагавшихся осадков постепенно уменьшалась в западном направлении до полного выклинивания, при этом изменялись их стратиграфическая полнота и структурные планы (Рис. 2). В раннешешминское время отложения песчано-глинистой пачки аккумуляровались на гипсометрически пониженных участках сакмарской поверхности.

Результаты исследований

Полученные временные разрезы отображают картину распространения отложений верхнекаменноугольно-четвертичного возраста, геометрию стратиграфических и маркирующих горизонтов, характер процесса осадконакопления, эффекты палеоэрозии, палеотектоники и другие особенности геологического строения.

Первой отражающей границей на временных разрезах является граница, формирующаяся как суммарный импульс от верхних слоёв, вблизи дневной поверхности,

характеризующаяся динамически стабильным импульсом отрицательного знака. По данным бурения на поверхности повсеместно распространены четвертичные отложения толщиной до 20 м и представленные делювиальными и аллювиальными образованиями пески, глины, гравий, супеси, суглинки.

Для северо-восточной части исследуемой территории отличительной особенностью является частичный размыв отложений песчаной пачки в преднеогеновое время. Структурным бурением закартированы отложения неогеновой системы, заполняющие палеодолину реки Шешма. На временном разрезе на данном участке выделено поперечное сечение палеодолины неправильной U-образной формы (крутые, высокие борта, неровный рельеф дна, трансгрессивное залегание на эродированной поверхности различных стратиграфических горизонтов (наиболее глубокими по стратиграфии отложениями, затронутыми преднеогеновым размывом, являются породы песчаной пачки уфимского яруса)) (Рис. 3). Толщина неогеновых отложений, сложенных глинами серыми, коричневыми, часто жирными, пластичными, известковистыми, с обломками раковин пелеципод, гастропод, с прослоями песков серых, мелкозернистых и среднезернистых, полимиктовых, в контуре площади достигает 105 м (скв. 397). Волновая картина: в центре – горизонтальные оси синфазности, ближе к бортам – хаотическая форма записи, что связано с тем, что зона неогена узкая, глубокая и сложена породами неоднородного литологического состава с различными плотностными, скоростными характеристиками.

На участках сейсмических профилей 05120301, 05120303 наблюдаются интервалы ослабленной сейсмической записи, соответствующие по данным стратиграфической привязки отложениям татарского яруса. В результате

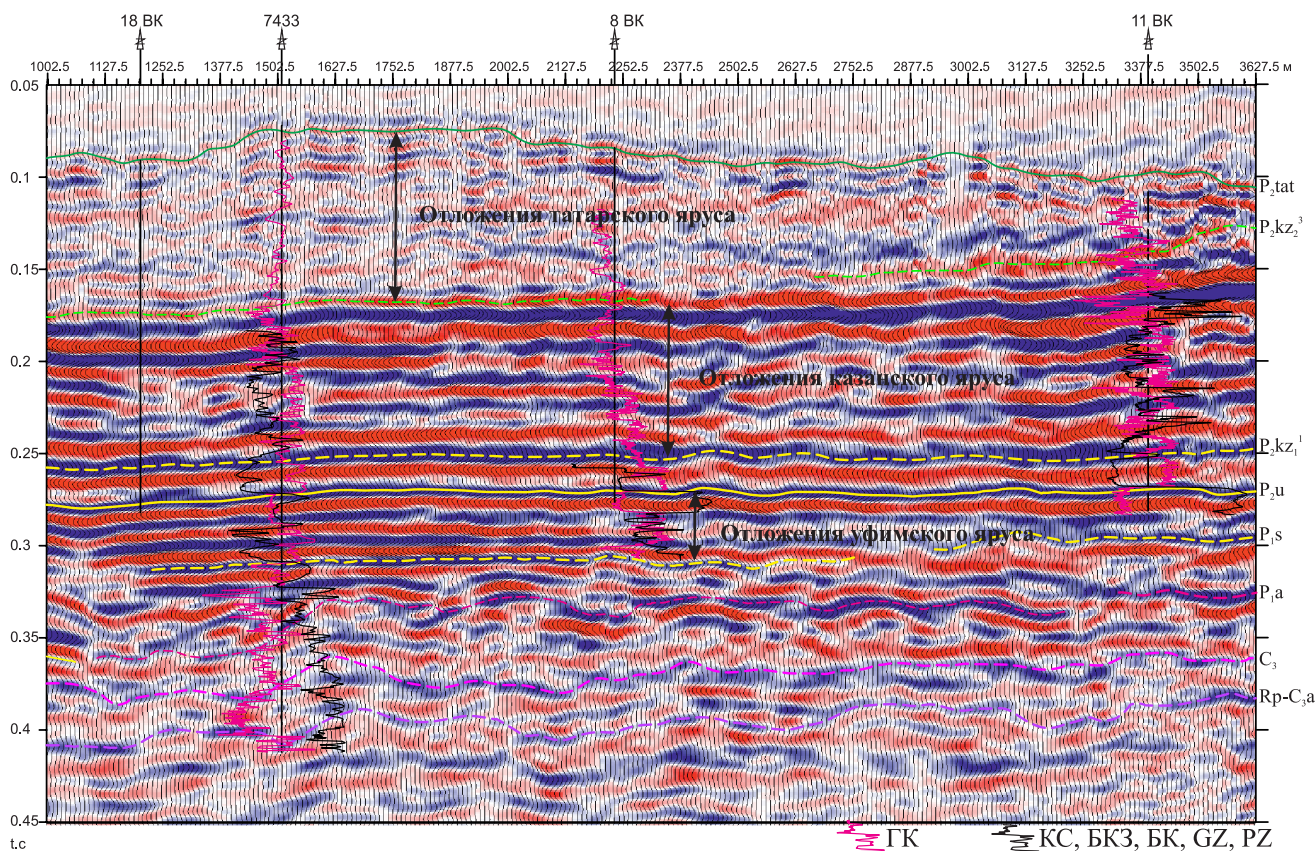


Рис. 1. Характер волновой картины в интервале пермско-верхнекаменноугольных отложений.

происходившей преднеогеновой и современной эрозии они сохранились не повсеместно и не в полном объёме. Литологически они сложены пестроокрашенными глинами, алевролитами, мергелями с прослоями песчаников, доломитов, известняков, гипсов, общая толщина которых достигает 50 м. Наибольшая толщина отложений отмечена в интервале пк 2.5-3502.5 профиля 05120301.

В верхнеказанское время существовало четыре цикла осадконакопления, каждый из которых характеризуется своеобразными условиями и продолжительностью. Тем не менее, накапливавшиеся в эти циклы осадки представляют собой чередование мелко- и среднезернистых песчаников, алевролитов, глин, мергелей, мелкокавернозных доломитов, известняков с включениями гипса, обладающих различными плотностными и акустическими свойствами. В волновом поле этот интервал разреза характеризуется, в большей

части, горизонтальной слоистостью отражающих границ различных по конфигурации, прослеживаемости, динамической выраженности. На границе отложений татарского и казанского ярусов, в результате резкой смены литологического состава пород, в волновом поле формируется достаточно контрастное по своим динамическим характеристикам отражение. Изменение толщины отложений верхнеказанского подъяруса от 58 до 204 м контролируется изменением интервального времени между отражающими границами $P_2kz_1^1$ - $P_2kz_2^3$.

Следующее отражение в волновом поле формируется от кровли уфимского яруса и представлено импульсом положительного знака. Отражение динамически выраженное, коррелируется без затруднений.

Интервал временного разреза, заключённый между ОГ P_2u и P_1s , отображает строение отложений уфимского яруса, которые в пределах данной территории представ-

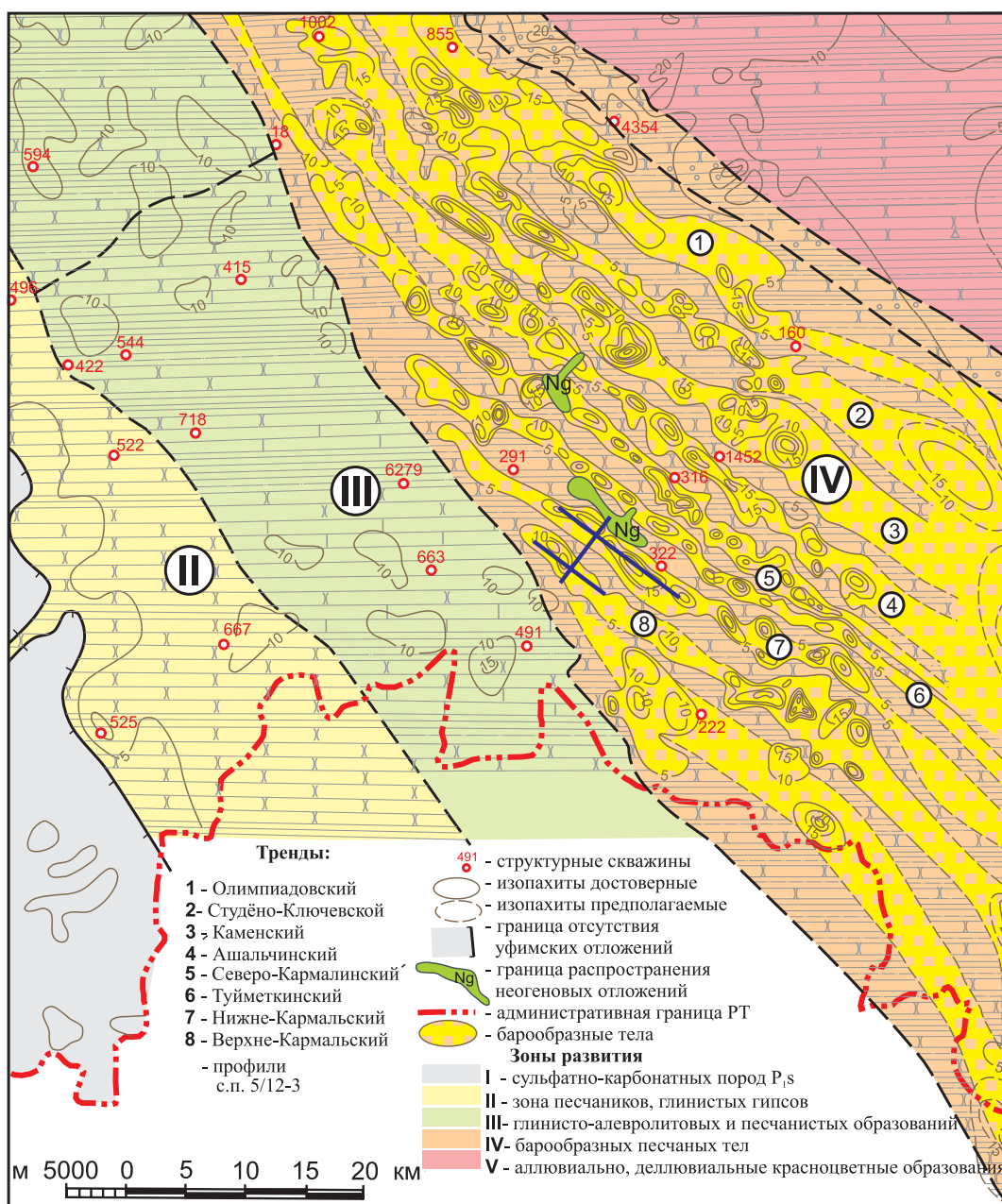


Рис. 2. Литолого-фациальная карта песчаной пачки уфимского яруса. Южно-Татарский свод. Примечание: выкопировка с рис 2.1 к отчёту по теме 5/85 "Анализ геологических результатов поисков и разведки залежей битумов в Татарской АССР, разработка рекомендаций по их дальнейшему ведению и совершенствованию методики этих работ", ТамНИПИнефть, 1987 г.

лены шешминским горизонтом толщиной 37.2-100 м в районе Нижне-Кармальской залежи и 33.1-79.0 м в Верхне-Кармальской. Ярус состоит из двух пачек: верхней – песчаной и нижней – песчано-глинистой.

Верхняя песчаная пачка толщиной от 5.5 до 40 м, к которой приурочены основные залежи сверхвязких нефтей,

сложена в верхней части рыхлыми, мелкозернистыми и среднезернистыми слабосцементированными песками и песчаниками с маломощными пропластками алевролитов и глин, в нижней – плотными, крепкими, известковистыми, полимиктовыми, тонкослоистыми песчаниками. Толщина верхней пачки изменяется от 0.4 м до 35 м

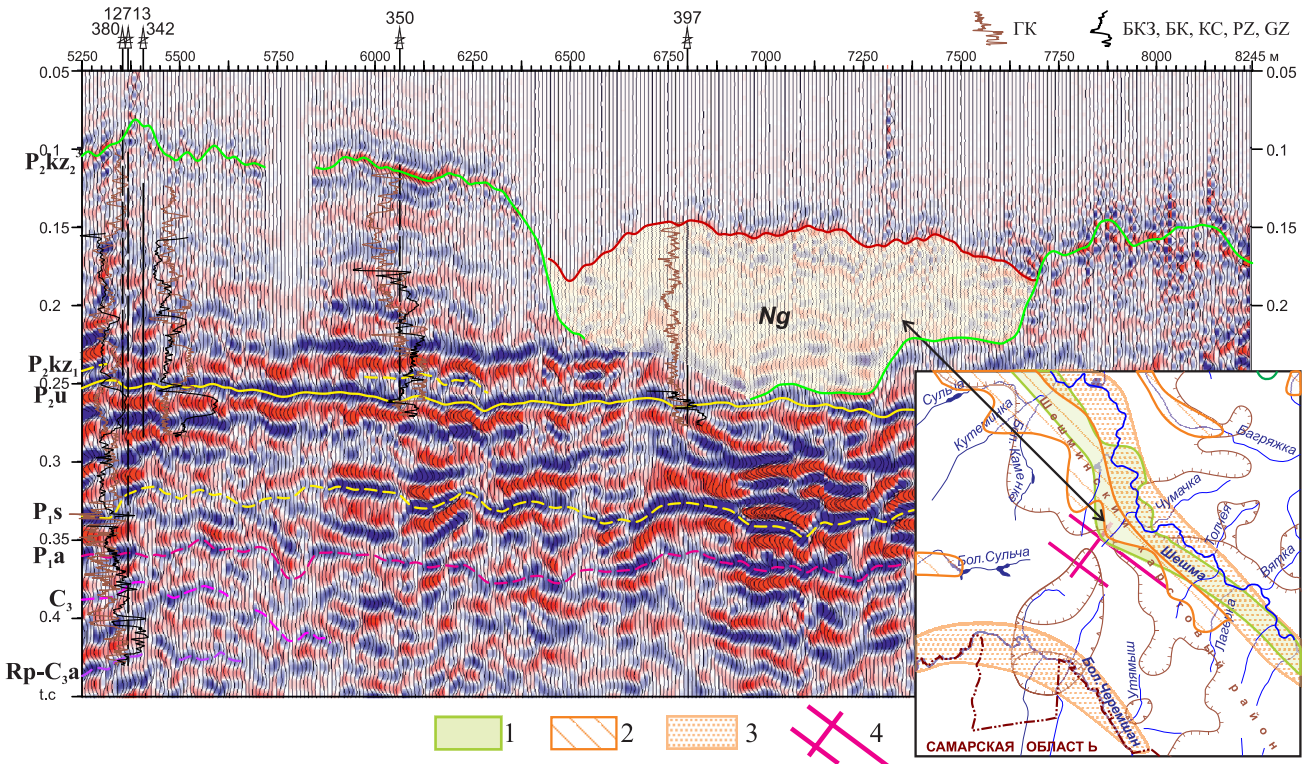


Рис. 3. Отображение в волновом поле палеодолины р. Шешма. Схема соотношения доплиоценовых, четвертичных речных долин и карта в нижнепермских отложениях 1 – доплиоценовые речные долины (по Н.В. Курсанову, А.И. Башлеву. 1962); четвертичные речные долины: 2 – эрозионные, 3 – аккумулятивные; 4 – профили с.п. 5/12-3.

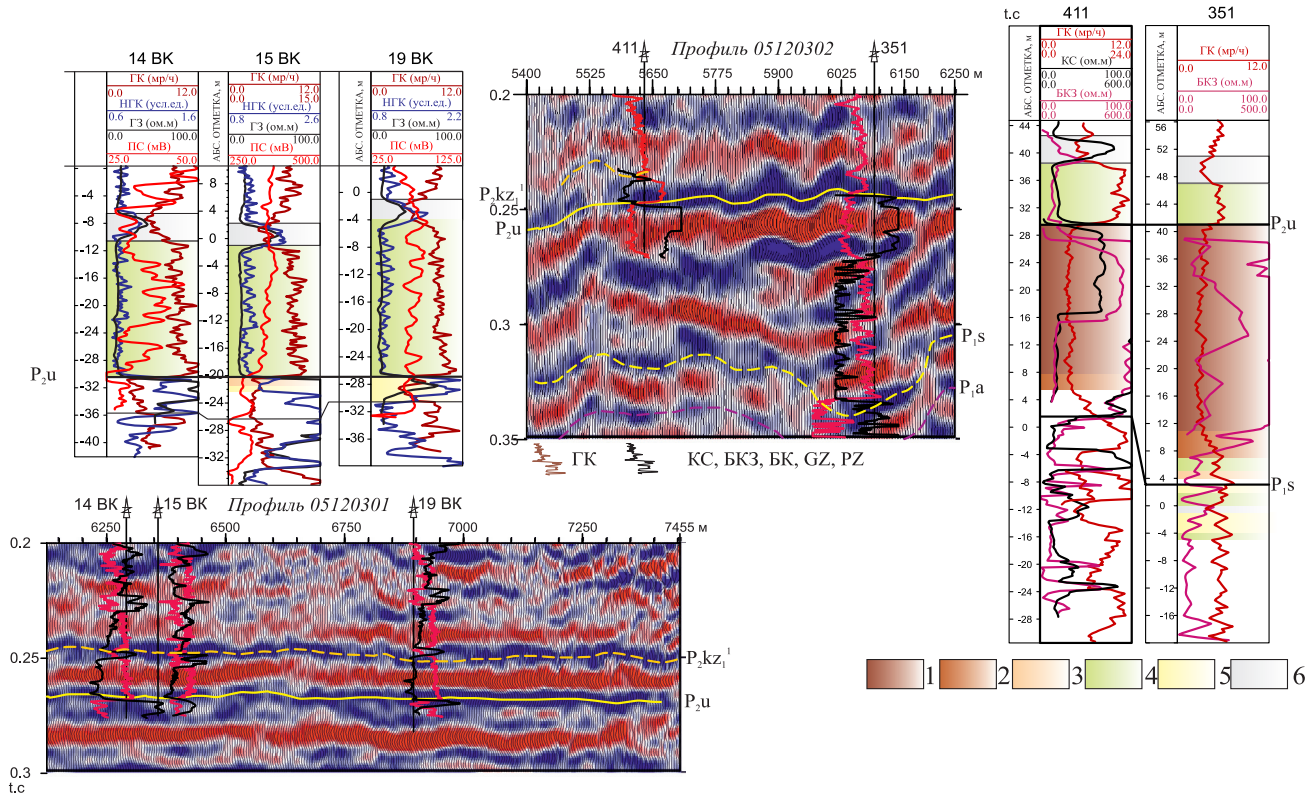


Рис. 4. Изменения волновой картины в интервале залегания песчаной пачки уфимского яруса. 1 – песчаник интенсивно битуминозный; 2 – песчаник средне битуминозный; 3 – песчаник слабо битуминозный; 4 – глинистые породы; 5 – песчаник; 6 – известняк.

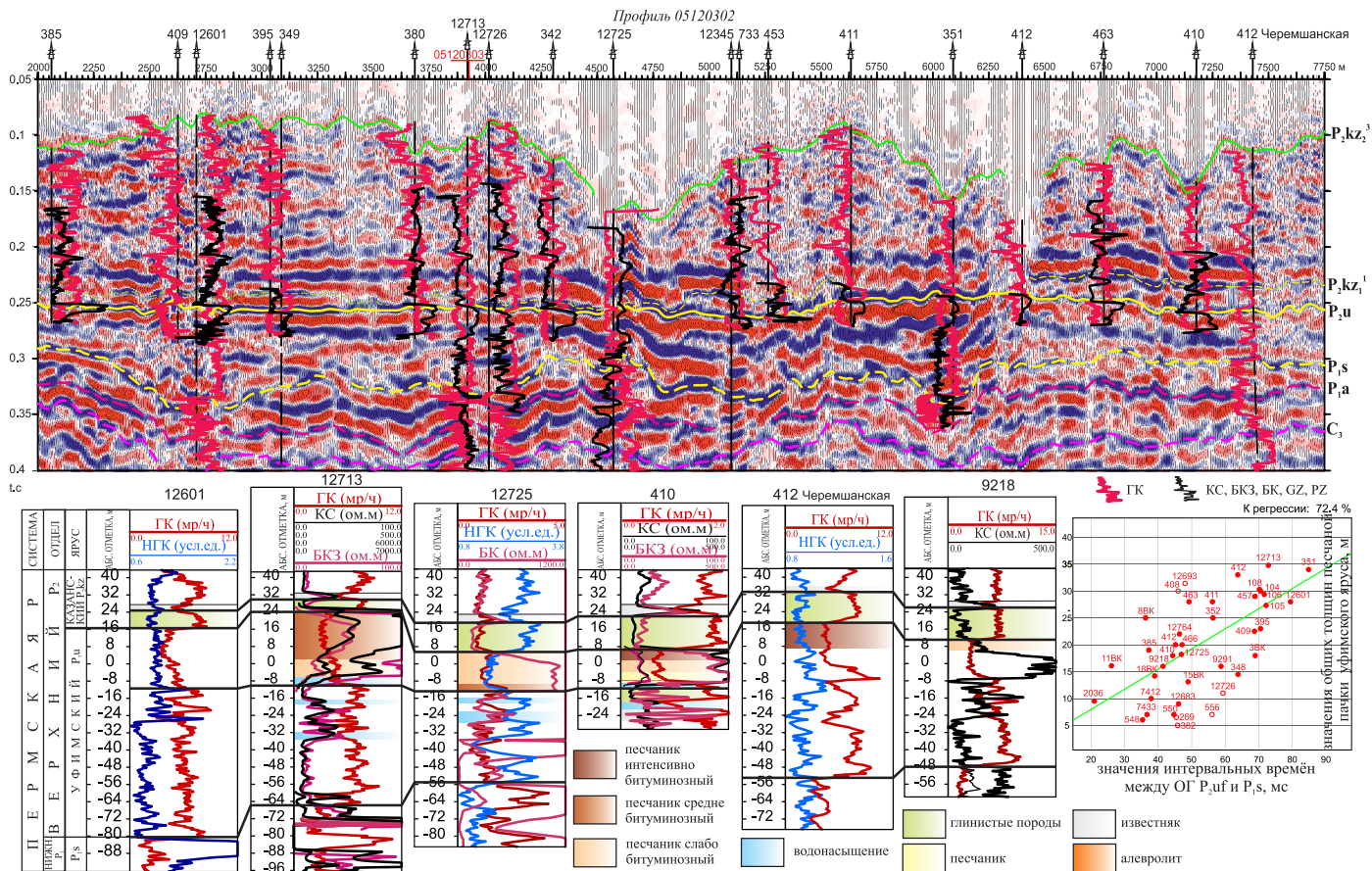


Рис. 5. Прогнозирование корреляционных связей между изменениями интервальных времён между ОГ P_{2u} и P_{1s} и общими толщинами песчаной пачки уфимского яруса.

(скв. 80 Ашальчинская). Наибольшие значения толщин песчаной пачки связаны с присводовой частью поднятий.

В волновом поле верхняя песчаная пачка собственного отражения не формирует, что, в первую очередь, связано с отсутствием в подошве пачки репера с контрастными петрофизическими свойствами. Тем не менее, визуально наблюдается взаимосвязь между толщиной пачки, её насыщением и динамическими характеристиками отражающей границы, регистрируемой под кровлей уфимского яруса (Рис. 4). При толщине песчаной пачки 15-20 м в волновом поле наблюдается стабильное однофазное отражение отрицательного знака. При дальнейшем увеличении песчаной пачки отражающая граница утолщается с понижением амплитуды, и, в итоге, происходит интерференция отраженных волн с образованием двух динамически выраженных отражающих границ разной полярности (район скв. 12713). На участках выклинивания песчаной пачки в районе скв. 14 ВК, 15 ВК, 19 ВК отражённая волна «расщепляется» на слабо выраженную верхнюю границу (вплоть до полного исчезновения) и на яркую по амплитудной выраженности нижнюю.

В процессе работы была осуществлена попытка поиска корреляционной связи между изменениями интервальных времён регистрируемого под кровлей уфимского яруса отражения отрицательного знака и толщиной верхней песчаной пачки уфимского яруса. Но в силу выше перечисленных причин, а также расположения только небольшого количества скважин на линии сейсмического профиля коэффициент корреляционной зависимости не составил значимых величин. В тоже время наблюдается взаимосвязь

между изменениями интервальных времён между ОГ P_{2u} и P_{1s} и общей толщиной верхней песчаной пачки уфимского яруса, что даёт основание предполагать о тесной взаимосвязи палеорельефа нижележащих горизонтов и толщиной вышележащих компенсирующих отложений. Коэффициент регрессии составил 72.4 % (Рис. 5). Таким образом, имеется вероятность прогноза толщины продуктивной песчаной пачки уфимского яруса по данным сейморазведки при условии, что отработка сейсмических профилей 2D будет выполнена по равномерной сетке через максимальное количество скважин.

Заключение

Получены наглядные геологические результаты: уточнена морфология поднятий, установлена взаимосвязь между изменениями динамических характеристик отражения, регистрируемого в верхней части уфимского яруса с толщинами продуктивной песчаной пачки шешминского горизонта.

Таким образом, изучение сейморазведочными работами верхнепермского интервала разреза, содержащего залежи сверхвязкой нефти, целесообразно выполнять по более плотной и регулярной сети профилей.

Литература

Базаревская В.Г., Тарасова Т.И. Отчёт по теме: «Подсчёт запасов по 11 месторождениям сверхвязких нефтей (Нижне-Кармальское поднятие Черемшанского месторождения)». Заказ-наряд № 07.2818.07. Бугульма. 2007. Фонд ТатНИПИнефть инв. № 4643 ДСП.
Добровольская Ж.К., Морковская Т.В. Опытные-методические сейморазведочные работы МОГТ 2D на Верхне-Кармальской и Нижне-Кармальской залежах Черемшанского месторождения. Отчёт о результа-

тах работ с. п. 5/12-3 на территории Черемшанского района Республики Татарстан. ООО «ТНГ-Групп». Бугульма. 2013.

Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Шаргородский И.Е., Войтович Е.Д., Войтович С.Е. Геология и освоение залежей природных битумов РТ. Казань: Фэн. 2006. 295 с.

Янгуразова З.А. Уточнение геологического строения, обоснование кондиционных значений подсчетных параметров и пересчет запасов, ТЭО коэффициента извлечения природного битума скважинными методами Нижне-Кармальского месторождения. Отчет о научно-исследовательской работе по договору 17/97-1.3. Филиал (РНТЦ ВНИИнефть). Бугульма. 1997 г.

Сведения об авторах

Раис Салихович Хисамов – доктор геол.-мин. наук, профессор, главный геолог, заместитель генерального директора ОАО «Татнефть»

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, 75
Тел: +7(8553)307-117

Валентина Александровна Екименко – Главный геолог, заместитель генерального директора ООО «ТНГ-Групп»
Россия, 423236, Бугульма, ул. Ворошилова, 21
Тел: +7(85594) 4-18-23, 4-13-35
E-mail: ekimenko@tngf.tatneft.ru

Жанна Константиновна Добровольская – Главный геофизик интерпретационной группы № 3 Центра «Геоинформ», ООО «ТНГ-Групп»
Россия, 423236, Бугульма, ул. Ворошилова, 21
Тел: +7(85594) 7-75-55, доб. 1282

Татьяна Владимировна Морковская – Ведущий геолог интерпретационной группы № 3 Центра «Геоинформ», ООО «ТНГ-Групп»
Россия, 423236, Бугульма, ул. Ворошилова, 21

Статья поступила в редакцию 16.09.2016

Study of the Upper Part of the Sedimentary Cover and Search for Heavy Oil Deposits that Occur on Higher Layers Using 2D CDP Seismic Survey on the Territory of Tatarstan

R.S. Khisamov¹, V.A. Ekimenko², Zh.K. Dobrovolskaya², T.V. Morkovskaya²

¹Tatneft PJSC, Almeteyevsk, Russia

²TNG Group LLC, Bugulma, Russia

Abstract. The paper represents the results of experimental-methodical works of 2D CDP on the study of Permian- Upper Carboniferous interval of the section in order to develop techniques for the study of heavy oil deposits. As a result of 2D CDP seismic surveys the upper part of the sedimentary cover was studied in detail, including deposits of Tatarian, Kazanian, Ufimian tiers of the Upper Permian, Sakmarian, Asselian tiers of the Lower Permian and reflectors C3 and C3a in the Upper Carboniferous sediments, the depth of which does not exceed 500 m. The boundary of Neogene paleovalley is reconfirmed. Forecast is carried out for upper sand packs of Ufimian tier, which is associated with deposits of heavy oil.

Keywords: seismic survey, upper part of the section, heavy oil deposits, sand pack, well

References

Bazarevskaya V.G., Tarasova T.I. Podschet zapasov po 11 mestorozhdeniyam sverkhv'yazkikh neftey (Nizhne-Karmal'skoe podnyatie Cheremshanskogo mestorozhdeniya) [Estimation of heavy oil reserves on 11 fields (Nizhne-Karmalsky lifting of Cheremshansky field): Report]. Work Order No. 07.2818.07. Bugulma. 2007. The TatNIPneft Fund. Inv. Number 4643 DSP. (In Russ.)

Dobrovolskaya Zh.K., Morkovskaya T.V. Opytno-metodicheskie seymorazvedochnye raboty MOGT 2D na Verkhne-Karmal'skoy i Nizhne-Karmal'skoy zalezakh Cheremshanskogo mestorozhdeniya [Experimental and methodological seismic works CDP 2D on the Verkhne-Karmal'sky and Nizhne-Karmal'sky deposits of Cheremshansky field: Report]. TNG Group LLC, Bugulma. 2013. (In Russ.)

Khisamov R.S., Gatiyatullin N.S., Shargorodskiy I.E., Voytovich E.D., Voytovich S.E. Geologiya i osvoenie zalezhey prirodnykh bitumov RT [Geology and exploration of natural bitumen deposits of Tatarstan Republic]. Kazan: Fen. 2006. 295 p. (In Russ.)

Yangurazova Z.A. Utochnenie geologicheskogo stroeniya, obosnovanie konditsionnykh znacheniy podschetnykh parametrov i pereschet zapasov, TEO koefitsienta izvlecheniya prirodnogo bituma skvazhinnyimi metodami Nizhne-Karmal'skogo mestorozhdeniya

[Clarification of geological structure, substantiation of estimate parameters of conditional values and reevaluation of reserves, feasibility of natural bitumen extraction coefficient by downhole methods on Nizhne-Karmalsky field: Report]. Branch (RNТTs VNIIneft'). Bugulma. 1997. (In Russ.)

For citation: Khisamov R.S., Ekimenko V.A., Dobrovolskaya Zh.K., Morkovskaya T.V. Study of the Upper Part of the Sedimentary Cover and Search for Heavy Oil Deposits that Occur on Higher Layers Using 2D CDP Seismic Survey on the Territory of Tatarstan. *Georesursy = Georesources*. 2016. V. 18. No. 4. Part 2. Pp. 300-305. DOI: 10.18599/grs.18.4.7

Information about authors

Rais S. Khisamov – DSc in Geology and Mineralogy, Professor, Deputy General Director and Chief Geologist, Tatneft PJSC

423400 Russia, Almeteyevsk, Lenin str., 75

Tel: +7(8553)307-117

Valentina A. Ekimenko – Deputy Director General and Chief Geologist, TNG Group LLC

Russia, 423236, Bugulma, Voroshilov str., 21

Phone: +7(85594) 4-18-23, 4-13-35

E-mail: ekimenko@tngf.tatneft.ru

Zhanna K. Dobrovolskaya – Chief geoscientist of interpretation group No.3 of Geoinform center, TNG Group LLC

Russia, 423236, Bugulma, Voroshilov str., 21

Phone: +7(85594) 7-75-55, ad. 1282

Tatyana V. Morkovskaya – Lead geologist of interpretation group No.3 of Geoinform center, TNG Group LLC

Russia, 423236, Bugulma, Voroshilov str., 21

Manuscript received September 16, 2016