

О некоторых особенностях строения нижнекаменноугольной толщи Зюзеевского месторождения

Рассмотрены вопросы формирования и строения нефтемещающего турнейско-бобриковского резервуара. Сложность строения турнейской части обусловлена эрозионно-карстовыми процессами, создавшими систему врезов различной глубины и направленности. Врезы заполнены терригенными породами бобриковского возраста – аргиллитами и песчаниками. Пласты песчаников залегают в виде линз, которые по латерали контактируют с нефтенасыщенными турнейскими известняками, в результате чего образовалась единая турнейско-бобриковская залежь с единым водонефтяным контактом (ВНК). Перекрывающие ее тульские аргиллиты содержат изолированные и небольшие по площади линзы песчаников. Залежи в них имеют собственные ВНК.

Ключевые слова: Зюзеевское месторождение, нижнекаменноугольные отложения, эрозионно-карстовый рельеф турнейско-бобриковского нефтесодержащего резервуара, врезы, линзовидное залегание бобриковских продуктивных пластов, трансгрессия.

Зюзеевское месторождение расположено в пределах восточного борта Мелекесской впадины, на Вишнево-Полянской структурной террасе, и контролируется одноименным локальным поднятием, прослеживаемым по всем маркирующим горизонтам осадочной толщи – от нижнепермского (кровля ассельского яруса) до верхнедевонского (кровля заволжского горизонта). По данным сей-

сморазведочных работ МОГТ 3D Зюзеевское сеймоподнятие по отражающему горизонту У (кровле тульского горизонта визейского яруса нижнего карбона) в пределах замыкающей изогипсы -1205 имеет размеры 3.0x3.4 км, амплитуду 70 м и северо-восточное простирание. Углы падения крыльев: западного – 2° 50' -3° 50', восточного, более пологого, – 1° 50' (Рис. 1).

Окончание статьи Р.Ф. Хусайнова, Н.А. Назимова, Н.Ф. Гумарова, Б.Г. Ганиева, М.В. Швыденко, Р.Ш. Абсаямова «Разработка залежей низкопроницаемых Доманиковых коллекторов ...»

Development of low permeable Domanic reservoirs using massive hydraulic fracturing on the example of Production Department Almetyevneft PJSC Tatneft

R.F. Khusainov, N.A. Nazimov, N.F. Gumarov, B.G. Ganiev, M.V. Shvydenko, R.Sh. Absalyamov

Production Department Almetyevneft PJSC Tatneft, Almetyevsk, Russia, e-mail: HusainovRF@almet.tatneft.ru

Abstract. Over the past decade, active introduction of hydraulic fracturing on a unique Romashkino field in Tatarstan was one of directions that stabilized oil production decline, and in some areas even increased it. Production Department Almetyevneft over the years carried out more than 1000 well treatments, most of which occur in the Devonian clastic sediments. With experience gained, hydraulic fracturing was introduced in clastic Lower Carboniferous sediments. It required adjustments in the design considering weak cementation of rocks, small clay barriers. Taking into account high rate of development of clastic reservoirs and need to replenish the resource base of the company, there is a necessity to develop Devonian carbonate rocks once considered as unpromising. The article reflects the results on adapting hydraulic fracturing to the conditions of source rocks in Domanic horizon.

Key words: hydraulic fracturing, Domanic sediments, low-permeable reservoirs, unconventional reservoirs, modes of treatments.

References

- Khisamov R.S., Gubaydullin A.A., Bazarevskaya V.G., Yudinsev E.A. Geologiya karbonatnykh slozhno postroennykh kolektorov devona i karbona Tatarstana [Geology of carbonate complex Devonian and Carboniferous reservoirs of Tatarstan]. Kazan: Fen Publ. 2010. 83 p. (In Russian)
- Prischepa O.M., Averyanova O.Yu., Zharkov A.M.. Oil and gas deposits of Domanic type – a reserve to maintain hydrocarbons production in commercially developed areas. *Georesursy* [Georesources]. № 4(54). 2013. Pp. 18-22. (In Russian)
- Khisamov R.S., Mukhmetshin R.Z., Gumarov N.F., Minnullin R.M.

Problems and possible ways of hydrocarbon deposits development in domanikites of South-Tatar arch. *Sb. dokladov mezhrregion. nauch.-prakt. konf. «Perspektivy uvelicheniya resursnoy bazy razrabatyvaemykh mestorozhdeniy, v t.ch. iz domanikovykh otlozheniy»* [Interregional Sci. and Pract. Conf. «Prospects for increasing the resource base of producing fields, including Domanic deposits»: Collected papers]. Leninogorsk. 2015. (In Russian)

Khusainov R.F. On the results of intensification of oil production from Domanic deposits in NGDU «Almetyevneft. *Sb. dokladov seminar molodykh spetsialistov sektsii «Geologiya, razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy»* [Seminar of young professionals of section «Geology, development of oil and gas fields»: Collected papers]. Ikhlas, Kazan. 2015. Pp. 99-101. (In Russian)

Information about authors

Ruslan F. Khusainov – Deputy Head of the Oil Production Section

Nafis A. Nazimov – Head of the Department of Experimental Field Operations on EOR, PJSC «Tatneft»

Nafis F. Gumarov – Chief Geologist

Bulat G. Ganiev – Head of the Technological Department on Oil and Gas Development

Maksim V. Shvydenko – Deputy Head of the Technological Department on Oil and Gas Development

Ruslan Shamilovich Absalyamov – Head of the Scientific and Technical Information Office

Production Department Almetyevneft PJSC Tatneft
423450, Russia, Republic of Tatarstan, Almetyevsk, Lenina St., 35. Phone: +7(8553)301-841.

Месторождение открыто в 1969 г., введено в разработку в 1987 г.

Нефте вмещающими породами-коллекторами в разрезе нижнекаменноугольной толщи служат песчаники и алевролиты визейского яруса, известняки и доломитизированные известняки турнейского яруса.

Район Зюзеевского месторождения хорошо изучен всеми видами геолого-геофизических работ: структурно-геологической съемкой, структурно-параметрическим бурением, сейсморазведочными работами МОВ и МОГТ, включая работы в модификации 3D, поисково-разведочным и эксплуатационным бурением.

Вскрытый скважинами разрез осадочной толщи по своему стратиграфическому объему, литолого-фациальному облику пройденных пород, по значению толщин

продуктивных пластов и их покрышек, по фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС) пород-коллекторов не отличается от типичного разреза, характерного для тектонической зоны, в которой месторождение располагается. Хотя в строении продуктивных интервалов разреза Зюзеевского и соседних с ним месторождений имеется много общего, но каждому из них присущи свои отличительные особенности. Это касается, в первую очередь, характера строения нижнекаменноугольной турнейско-визейской толщи, содержащей основную часть запасов нефти на месторождении: глубины размыва турнейских отложений, морфологии «врезных» участков, литологического состава терригенных пород, заполняющих «врезы», количества продуктивных пластов, их пространственного распространения, формы и размеров нефте вмещающего резервуара,

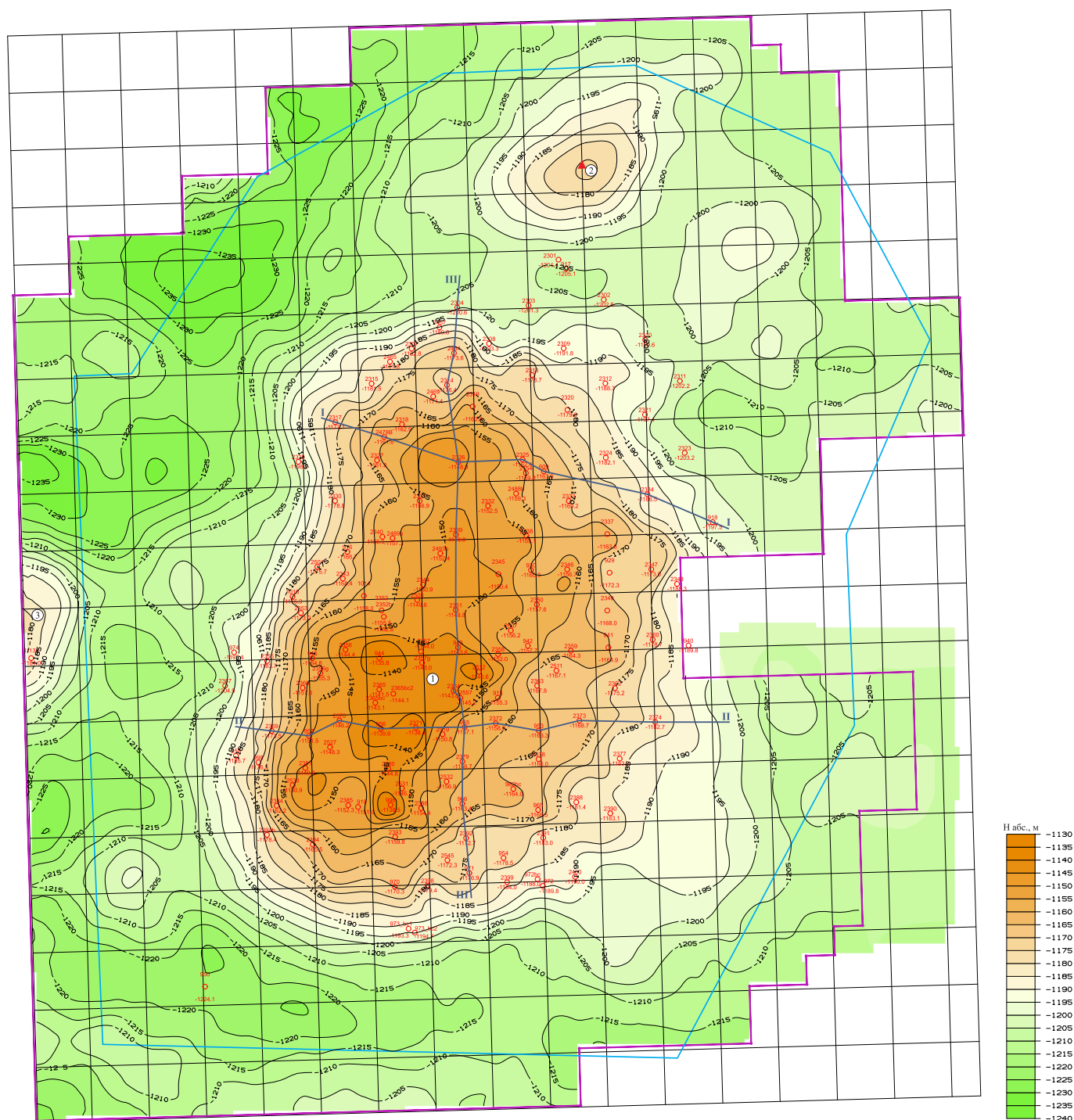
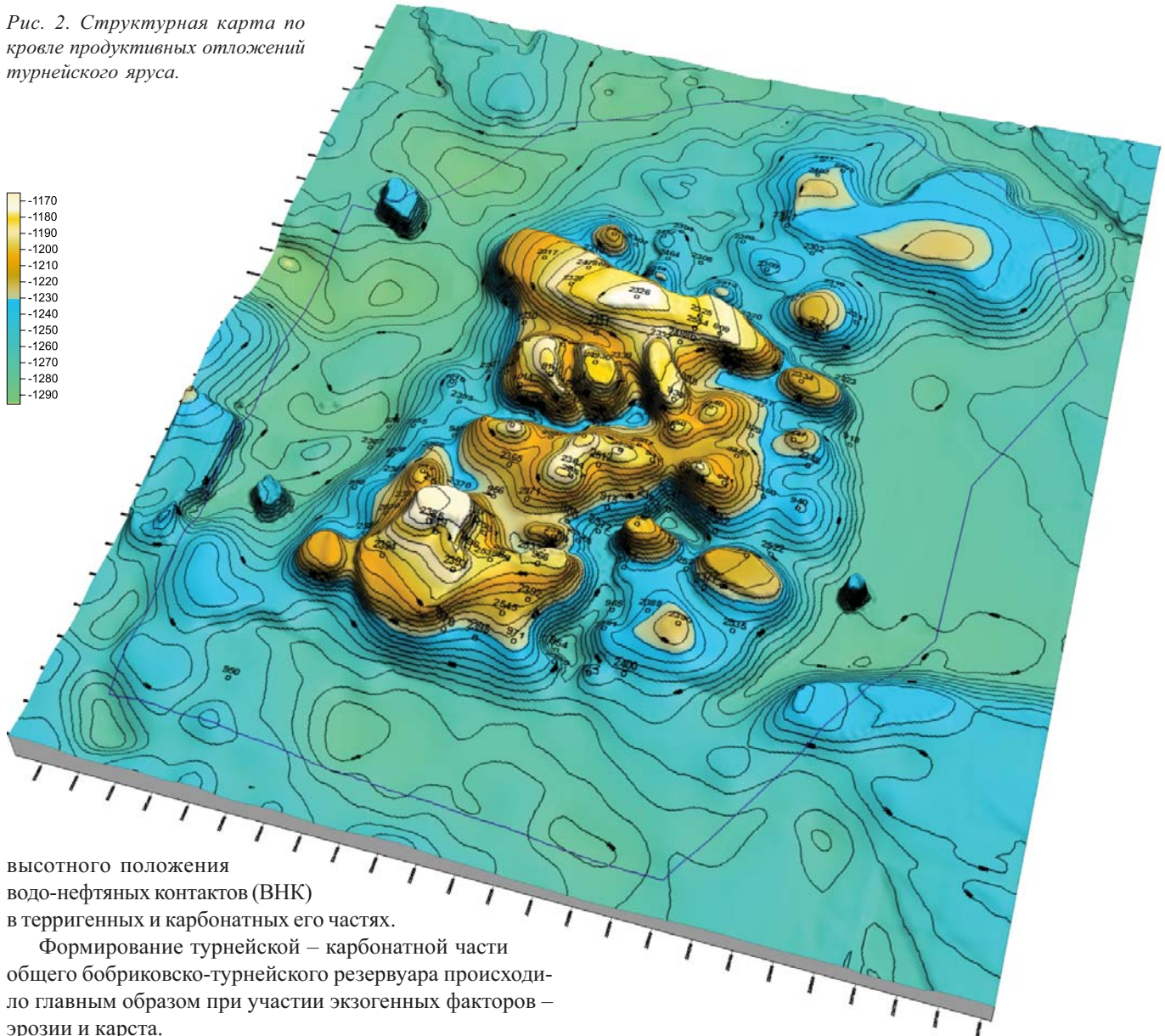


Рис. 1. Структурная карта по кровле тульского горизонта нижнего карбона (отражающая граница У).

Рис. 2. Структурная карта по кровле продуктивных отложений турнейского яруса.



высотного положения водо-нефтяных контактов (ВНК) в терригенных и карбонатных его частях.

Формирование турнейской – карбонатной части общего бобриковско-турнейского резервуара происходило главным образом при участии экзогенных факторов – эрозии и карста.

Известно, что морской бассейн на востоке Русской платформы, в котором происходило накопление турнейских карбонатных по составу осадков (преимущественно известняков), в конце турнейского времени прекратил свое существование (Ларочкина, 1987). В результате регрессии этого бассейна образовалась обширная по площади материковая суша, поверхность которой была сложена еще не литифицированными или слабо литифицированными известковистыми илами. Наступивший период перерыва в осадконакоплении продолжался все елховское и часть раннеродаевского времени. В этот отрезок геологической истории материковая поверхность, сложенная известняковыми осадками, стала подвергаться одновременно как эрозии (денудации), так и карстованию. Интенсивность обоих процессов способствовал установившийся на материке своего рода режим парникового эффекта: влажный и теплый климат, атмосфера, насыщенная углекислотой, ветровые потоки, сила и направление которых определялись соотношением морской и материковой поверхностей того времени. Частые и интенсивные ливневые дожди образовывали временные речные потоки, стекающие с повышенных участков рельефа и размывающие земную поверхность с появлением на ней борозд и ложбин

разной глубины, ширины и направленности. Кроме того, в западинах турнейской поверхности, бывшей дном исчезнувшего морского бассейна, могли оставаться более или менее обширные озера, режим которых отличался от морского. Агрессивные – за счет повышенного содержания в них углекислоты – поверхностные воды проникали по первичным трещинам и порам вглубь и смешивались с водами пластовыми (ювенильными), изменяя их первоначальный химический состав. Совокупное воздействие вод поверхностных и пластовых приводило к растворению известняков и усилению первичной трещиноватости, развитию вторичной пористости, каверн и пустот различных размеров, пещерообразных полостей, карнизов и выступов на бортах борозд и ложбин, образованных ливневыми и временными речными потоками, извилистых проток и локальных углублений типа карстовых воронок. В результате турнейская поверхность приобрела современный дифференцированный вид и по происхождению является эрозионно-карстовой. Для нее характерны относительно узкие и протяженные, с крутыми бортами и ондулирующей осевой линией «врезы» и «останцы» небольшой площади, не затронутые карстом (Рис. 2). Термин «останцы»

применительно к этим участкам является условным и означает лишь поверхность, в пределах которой толщина визейских терригенных осадков является минимальной и более или менее постоянной. Наличие «останцов» и «врезов» доказывается как скважинными данными, так и результатами сейсморазведочных 3D работ, проводившихся на площади месторождения в 2013 г. На «останцах» толщина визейских отложений колеблется от 16 до 24 м, составляя в среднем 22 м, и зависит только от наличия и толщины пластов песчаников: тульских и верхнего бобриковского. Во «врезях» толщина визейских отложений увеличивается до 80 м, а на отдельных участках, где пробуренные скважины остановлены забоем в аргиллитах визейского возраста при положении забоя на абсолютной отметке -1277.5 м, толщины визейских осадков более 80 м. В районе таких скважин турнейские отложения эродированы полностью, а визейские (радаевские) аргиллиты залегают на размытой поверхности пород заволжского горизонта верхнего девона.

В пределах «останцов» за счет узкого диапазона колебания визейских толщин (16-22 м) структурные поверхности турнейского яруса и тульского горизонта в плане во многом совпадают и отличаются лишь несущественными деталями (Рис. 1, 2).

Склоны «останцов» – от верхней их границы, фиксируемой на временных разрезах, до ближайшей к ней скважине за пределами «останца» – довольно крутые. Углы их

падения достигают 14°-17°, и визейские терригенные породы залегают на различных стратиграфических подразделениях турнейского яруса.

В связи с сильной расчлененностью турнейской эрозионно-карстовой поверхности актуальной становится методика построения ее карты. В основу методики должен быть положен не только и не столько традиционный принцип равномерной интерполяции по треугольной сетке скважин, сколько анализ изменения толщин визейских отложений от скважины к скважине и характер самой тульской поверхности. В противном случае мы получим своего рода ячеистую структуру: набор разных по высоте и площади куполов и относительно глубоких замкнутых углублений (ям) между ними. Генезис такой поверхности объяснить какими-либо естественными процессами крайне трудно.

Эрозионно-карстовая деятельность определила строение турнейского нефтемещающего резервуара. Во-первых, именно она создала его поверхность (Рис. 3, 4, 5), а во-вторых, она повлияла на распределение и поведение ФЕС по вертикали и латерали внутри резервуара. Благодаря процессам неравномерного растворения известняков и вторичным процессам перекристаллизации, доломитизации, сульфатизации с появлением гипса, глинизации пород соотношение нефтенасыщенных и общих толщин (коэффициент песчаности) и количество эффективных пористо-проницаемых прослоев (коэффициент расчлененности) меняется от скважины к скважине без какой-

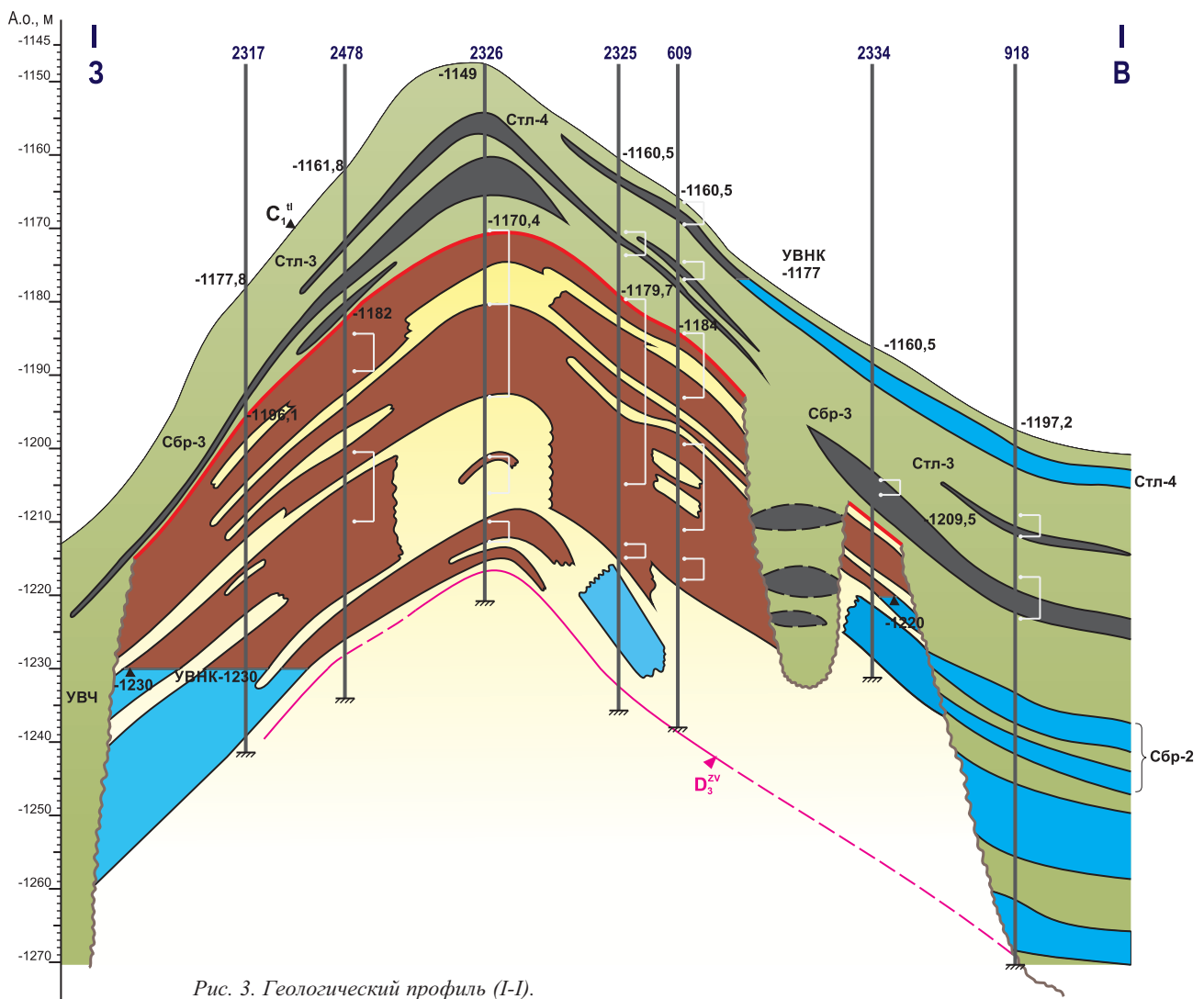


Рис. 3. Геологический профиль (I-I).

либо связи с высотным положением скважины на современной турнейской структуре. Некогда единое турнейское поднятие системой «врезов» расчленилось на несколько морфологически выраженных повышенных участков, каждый из которых оконтуривается в плане изогипсой -1240 м: центральный, большой по площади, юго-восточный и северо-восточный. На центральном участке принятый ВНК турнейского резервуара находится на абс. отметке -1230 м, тогда как на юго-восточном, отделенном от центрального глубоким «врезом», слабая нефтенасыщенность отмечается до абс. отметки -1196 м в скважине, занимающей наиболее высокое гипсометрическое положение на турнейской поверхности (-1193.6 м), а ниже по разрезу плотные известняки переслаиваются с пористо-проницаемыми водонасыщенными. По-видимому, при заполнении основной турнейской ловушки нефтью юго-восточный участок оказался практически полностью промытым. Также за счет карстовых процессов и связанной с ним вторичной перекристаллизацией в единичных скважинах в турнейском резервуаре отмечаются прослои пород, содержащих погребенную (запечатанную) воду и залегающих выше принятого уровня ВНК. Эти прослои образуют тупиковые линзовидные зоны небольшой площади и толщины, которые в силу своего положения выше ВНК нередко интерпретируются по ГИС как возможно нефтенасыщенные.

В связи с карстовыми процессами, протекавшими длительное геологическое время как на турнейской поверхности, так и в самой толще турнейских осадков, и вызвавшими изменения первичного структурно-текстурного облика турнейских пород, встает вопрос о значимости плотных прослоев, разделяющих эффективные пористо-проницаемые прослои, в работе скважин, добывающих нефть из турнейских интервалов.

Показатели ФЕС как эффективных, так и плотных прослоев, их толщины, выдержанность в пространстве изменяются от скважины к скважине без видимой закономерности. За счет вертикальной и латеральной микротрещиноватости, характерной для всего объема турнейского резервуара, изменчивости пористости самих плотных перемычек, связь между плотными и эффективными прослоями существует и проявляется, по-видимому, более или менее интенсивно. Какой-то, возможно и значительный, объем нефти присутствует также в плотных прослоях, располагающихся по разрезу между нефтенасыщенными. В плотных прослоях, залегающих вблизи раздела нефть-вода, они могут быть водонасыщенными выше принятого для залежи ВНК, что отмечается в ряде скважин.

Визейская терригенная толща, повсеместно перекрывающая сохранившиеся от эрозии и карста турнейские (участками и заволжские) породы, имеет свои характер-

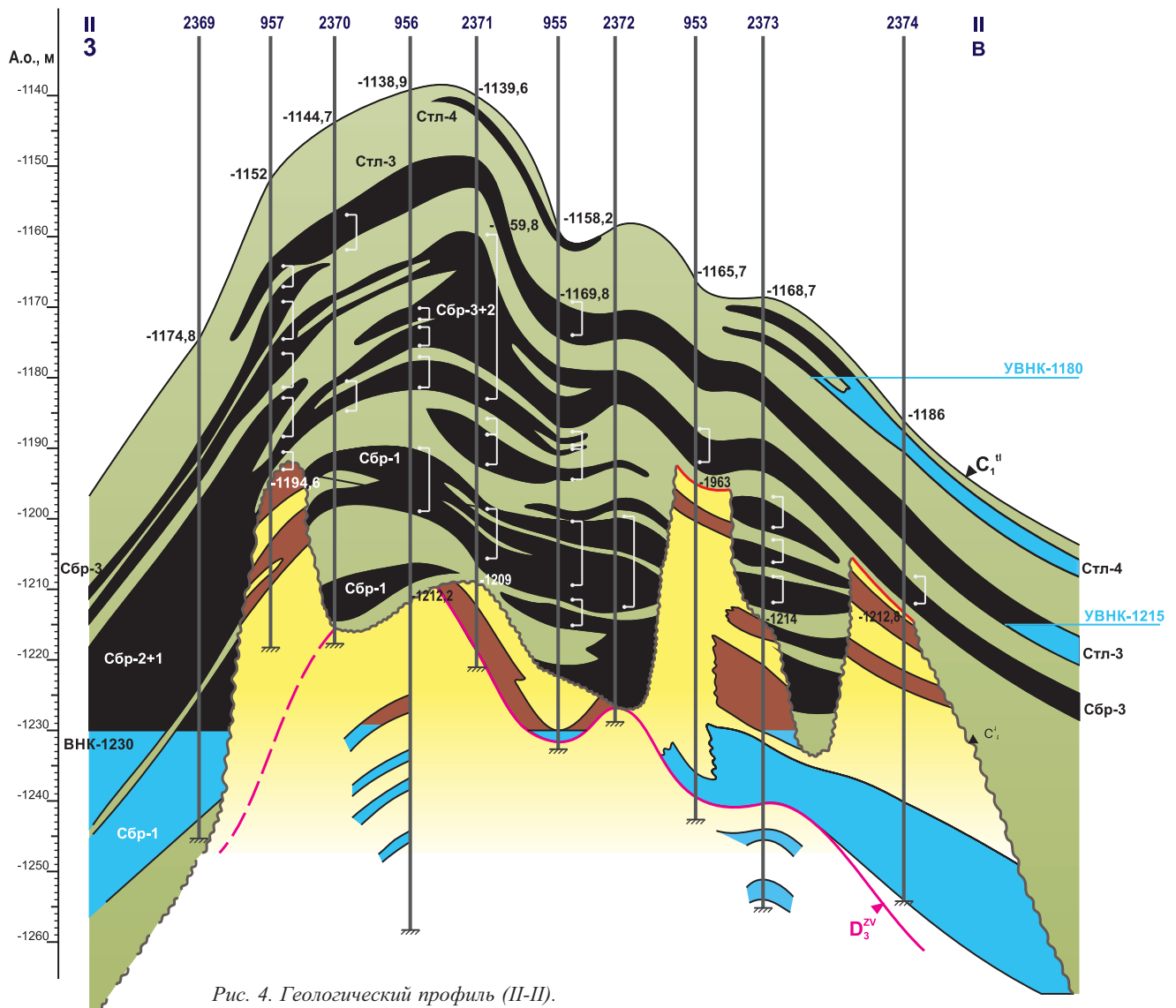


Рис. 4. Геологический профиль (II-II).

ные особенности строения. Породы визейского возраста, как и на сопредельных с Зюзеевским месторождениях, представлены преимущественно аргиллитами с прослоями песчаников, алевролитов в разной степени глинистых, углей и углисто-глинистых сланцев, представляющих собой тонкослоистые глинистые породы, обогащенные по напластованию органическим веществом растительного происхождения. В верхней части тульского горизонта, на 4-6 м ниже его кровли, залегает выдержанный прослой глинистого известняка толщиной до 2.0 м («тульский репер»). Количество пластов песчаников, характеризующихся высокой степенью неоднородности, и их толщины меняются практически от скважины к скважине, так что визейские разрезы даже соседних скважин, располагающихся на расстоянии 0.15-0.2 км друг от друга, отличаются весьма существенно. В общем случае количество пластов-коллекторов бобринского горизонта зависит от глубины «врезов» и амплитуды размыва турнейской толщи на межврезных участках. Это создает определенные трудности при корреляции и индексации продуктивных бобринских пластов, залегающих по разрезу ниже верхнего продуктивного пласта Сбр-3, залегающего в кровле горизонта. Проблема корреляции осложняется также тем, что каждый из пластов объединяет фактически несколько линз (до 6), не выдержанных по площади и разрезу и выклинивающих на различном расстоянии от скважины, в которой

они выделены. Некоторые из прослоев, составляющих пласт, замещаются глинистыми породами как в своей подошвенной, так и кровельной части. Толщина глинистых перемычек между прослоями и пластами в целом изменяется от 0.6 до 5.5 м. За счет их выклинивания и замещения происходит слияние пластов в единое песчаное тело непостоянной толщины со значительными по вертикали перепадами его поверхности (Рис. 3, 4, 5).

Решение проблемы индексации пластов для создания геологической модели их залегания и понимания их взаимоотношений видится отчасти в составлении профилей выравнивания визейской толщи по кровле тульского горизонта, которая четко отбивается по данным ГИС. На таких профилях каждый из пластов занимает по глубине определенный интервал относительно тульской кровли. Соответственно все прослои (линзы) породы-коллектора, выделяемые в одном и том же интервале, индексируются как один определенный пласт. Проверка корректности отнесения выделенных пластов-коллекторов к одному пласту выявляется при построении геологических профилей ниже-каменноугольной толщи.

В разрезах скважин, вскрывших наиболее глубокие «врезы», выделяются (сверху-вниз) пласты Сбр-3, Сбр-2, Сбр-1 и Сбр-0. Наиболее выдержанными из них являются пласты Сбр-3 и Сбр-2, наименее – Сбр-0, который по возрасту относится, по-видимому, к радаевскому интервалу.

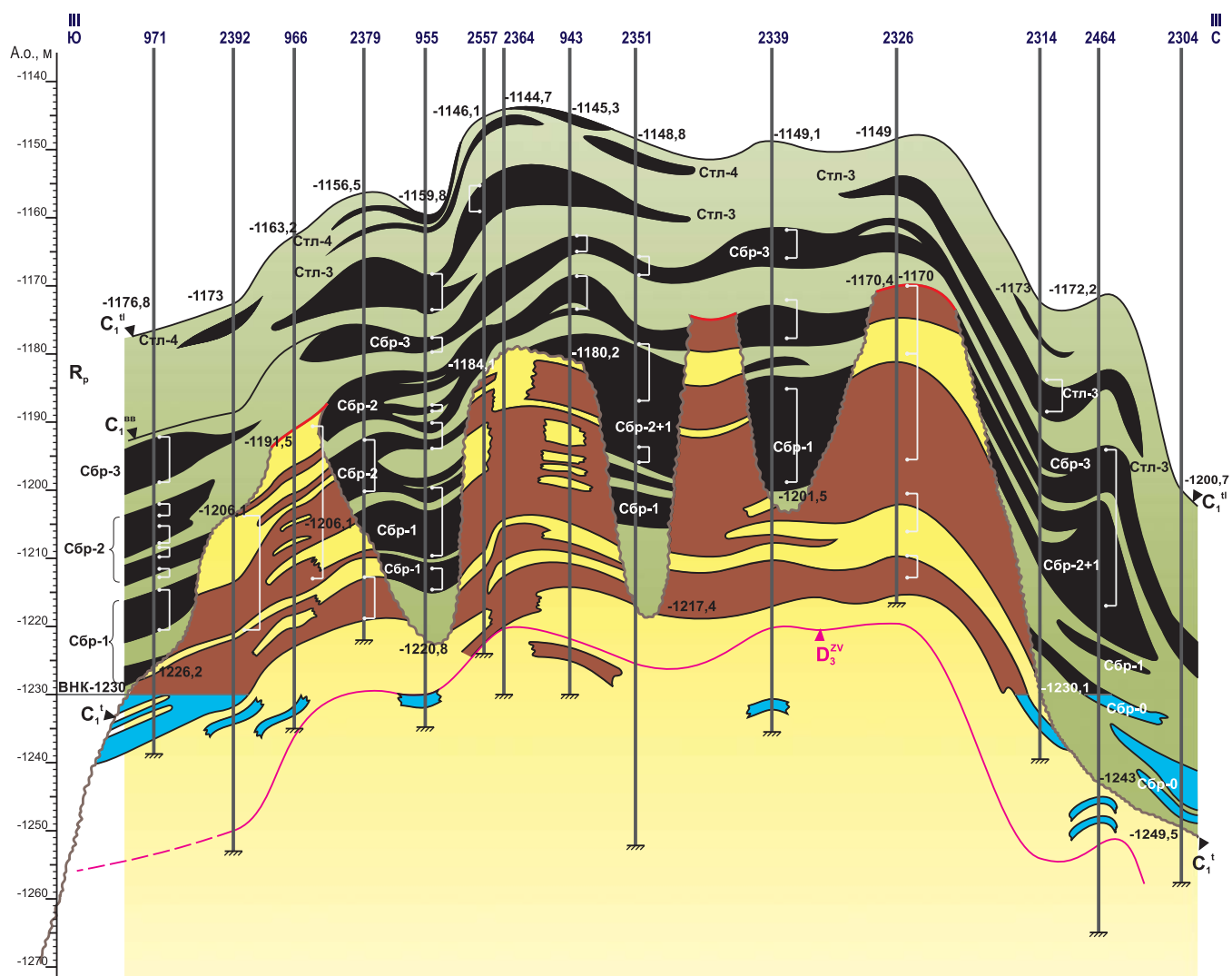


Рис. 5. Геологический профиль (III-III).

Толщины пластов колеблются в широких пределах – от 0.6 до 22 м. Наибольшие толщины имеют пласты Сбр-2 и Сбр-1, наименьшие – Сбр-0.

Верхний из пластов – Сбр-3 – развит на восточной площади поднятия, отсутствуя в единичных скважинах за счет литологического замещения глинистыми породами. Толщина пласта – 0.9-6 м.

Пласт Сбр-2 развит на большей части поднятия и отсутствует лишь в разрезах скважин, вскрывших «останцы» турнейского рельефа. Толщины его – от 1.8 до 21.8 м.

Пласт Сбр-1 присутствует только во «врезам» турнейского рельефа и не распространяется за их пределы. Толщины пласта – 1.3-15.6 м.

Пласт Сбр-0 залегает в виде ограниченных по площади линз в наиболее глубоких – осевых частях «врезов», распространяясь по их направлению в виде своего рода «шнурков». Толщины пласта – 0.6-7 м.

В ряде скважин фиксируются «окна» слияния пластов – Сбр-3 с Сбр-2 и Сбр-2 с Сбр-1. Вследствие этого образуется единая гидродинамическая система – общая залежь с единым ВНК, включающая пласты Сбр-3, Сбр-2, Сбр-1. Слияние пласта Сбр-0 с залегающим выше по разрезу пластом Сбр-1 на месторождении не выявлено. Нефтеносность пласта Сбр-0 по данным ГИС отмечается в единичных скважинах (всего 10), в разрезах которых он залегает выше абсолютной отметки -1227 м. Приуроченные к нему залежи являются изолированными от общей турнейско-бобриковской залежи с ВНК на 1230 м и имеют свой ВНК.

Весьма важным для геологического моделирования нижнекаменноугольного нефтесодержащего резервуара на месторождении является вопрос о соотношении врезных пластов – Сбр-2, Сбр-1 и Сбр-0 – с бортами «врезов»: залегают ли пласты на их эродированной поверхности, сложенной турнейскими породами, или выклиниваются, не достигая их.

Построенные продольные и поперечные геологические профили, небольшая часть которых представлена на рис. 3, 4, 5, позволяют полагать, что пласты Сбр-2 и Сбр-1, залегающие выше абсолютной отметки -1230 м – принятого уровня ВНК для турнейской толщи, ложатся на борта «врезов», контактируя по латерали либо с нефтенасыщенными, либо с плотными интервалами турнейского разреза. Это означает, что бобриковские нефтенасыщенные пласты и нефтенасыщенные породы турнейского резервуара образуют литологически неоднородную залежь с единым ВНК и разными показателями ФЕС для ее терригенной и карбонатной части. Пласты, относящиеся к серии Сбр-0, как отмечалось выше, полностью изолированы от залегающего выше по разрезу пласта Сбр-1 и по латерали – от бортов «врезов».

В тульском горизонте на месторождении выделяются два пласта песчаников: Стл-4, залегающий в кровельной части горизонта, и Стл-3, залегающий под репером «тульский известняк». Более выдержанным из них является нижний – Стл-3. Толщины пласта Стл-4 – от 0.6 до 1.6 м, в единичной скважине 4 м, Стл-3 – от 0.4 до 7.2 м. Типичным для обоих пластов является прерывистый – линзовидный – характер залегания из-за замещения их уплотненными алевролитами и аргиллитами и небольшие нефтенасыщенные толщины по сравнению с бобриковскими продуктивными пластами.

Вследствие линзовидного характера залегания тульских пластов приуроченные к ним залежи имеют различные гипсометрические уровни ВНК и различные площади нефтеносности. В разработке находится лишь залежь в пласте Стл-3 в западной части поднятия.

Тульские и бобриковские продуктивные пласты по своему минеральному составу, как известно, представлены кварцевыми песчаниками, слабо сцементированными, с глинисто-карбонатным цементом, рыхлыми и отличаются в общем случае лишь количеством и составом цементирующей массы. Тульские пласты песчаников более глинистые, более сцементированные по сравнению с бобриковскими. Соответственно коэффициенты пористости и нефтенасыщенности первых несколько ниже, чем последних: средний коэффициент пористости для пласта Стл-4 – 0.21, для пласта Стл-3 – 0.22, для бобриковских пластов в целом – 0.23 (данные по последнему подсчету запасов), коэффициенты нефтенасыщенности соответственно 0.65, 0.61 и 0.85.

Источник поступления кластического материала для всех продуктивных пластов визейской толщи был, очевидно, одним и тем же и находился в районе современного Балтийского щита.

Начало формирования терригенной толщи, перекрывшей расчлененный турнейско-заволжский рельеф, относится к позднеарадавскому времени, когда последовал первый по времени цикл трансгрессии посттурнейского морского бассейна. Морской мелководный бассейн распространился по пониженным участкам турнейско-заволжской суши – «врезам» и обширным карстово-эрозионным долинам. Повышенные участки рельефа возвышались над уровнем морского бассейна в виде более или менее обширных островов с изрезанной береговой линией – лагунами и заливами. В этот бассейн речными и дождевыми потоками с северо-запада поставлялся терригенный материал с образованием песчаных шнурковидных тел, индексируемых как пласт Сбр-0. Поскольку режим мелководного бассейна был гидродинамическим, то за счет морских течений, приливов и отливов, волновой активности отложившиеся песчаные осадки размывались, а их материал переоткладывался, формируя линзы различной толщины и протяженности.

Второй и главный цикл посттурнейской морской трансгрессии приходится на позднеарадавское-раннебобриковское время, когда морской режим установился на всей территории востока Русской платформы. Эта трансгрессия, как и предшествующая – арадавская, была в геологическом смысле стремительной и длилась не миллионы и тысячи лет, а годы (Грунис, 2012). В этот обширный бассейн продолжал поступать кластический материал с северо-запада. Отложившиеся в бобриковско-тульском море осадки испытывали постоянное воздействие процессов, присущих гидродинамическому режиму открытого относительно мелководного морского бассейна. Течения и волны постоянно и неравномерно размывали донные отложения и тем самым переформировывали ранее отложившиеся песчаные тела. На наш взгляд, именно режиму – гидродинамическому – относительно мелководного моря обязаны своим происхождением линзовидные формы залегания песчаных пластов арадавского, бобриковского и тульского возрастов. Бобриковско-тульское море, распространившееся в геологическом отношении одномоментно

но на обширной территории, смыло с островов турнейского материка всю флору, произраставшую на суше, похоронив растительные остатки под донными осадками и перемешав их с глинистыми илами. Обогащенные растительными остатками отложения в дальнейшем были преобразованы в линзы углей и углисто-глинистых сланцев, залегающих нередко на одном гипсометрическом уровне с нефтенасыщенными линзами песчаников.

В конце визейского времени морской бассейн стал глубоководным, а режим в нем изменился на гидростатический с отложением глубоководных известняковых илов алексинского возраста, ставших после их литификации прочной и мощной покрывкой для нижнекаменноугольных залежей.

Таким образом, визейские терригенные осадки на всех этапах их формирования последовательно перекрывали донный рельеф морского бассейна. Турнейская поверхность унаследована от заволжской, а тульская повторяет первозданную турнейскую, которую довольно точно можно восстановить по методике, предложенной еще в 70-е годы прошлого века Э.З. Бадамшиным (Бадамшин, 1978).

Краткий итог вышеизложенного сводится к следующему:

1. Первоначальный структурный план турнейской поверхности унаследован от заволжского.

2. Современная расчлененная турнейская поверхность создана совокупным воздействием эрозии и карста на материковую сушу, сложенную известняковыми породами и образовавшуюся в результате регрессии обширного морского бассейна.

3. Формирование емкостного пространства турнейского нефтемещающего резервуара происходило при ведущей роли карста.

4. Пласты визейских песчаников представляют собой – каждый – серию линз различной толщины и распространности.

5. Линзовидные тела песчаников залегают на бортах «врезов» на различных по возрасту отложениях турнейского яруса и образуют единую бобриковско-турнейскую залежь с единым ВНК.

6. Близкие показатели ФЕС тульских и бобриковских продуктивных пластов являются следствием формирования их в одних и тех же условиях мелководного моря с гидродинамическим режимом.

7. Визейская терригенная толща компенсировала уничтоженную эрозией и карстом часть турнейских отложений.

Литература

Бадамшин. Э.З. Критерии оценки перспектив нефтеносности-карбонатных отложений (на примере центральной части Камско-Кинельской системы прогибов). Казань: Изд-во КГУ. 1978. 168 с.

Грунис Е.Б. Новые представления теории геологических процессов и перспективы нефтегазосности Русской платформы. *Георесурсы*. 2012. № 6(48). С. 63-71.

Ларочкина И.А. О происхождении врезов в турнейских породах Татарии. *Геология нефти и газа*. 1987. № 6. С. 45-48.

Сведения об авторах

Руслан Радикович Харитонов – главный геолог
ОАО «Татнефтепром-Зюзеенефть», 423024, Республика Татарстан, Нурлатский район, с. Мамыково
Тел: (84345) 4-14-15

Юрий Михайлович Арефьев – старший научный сотрудник
Института проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан
420087, г. Казань, ул. Даурская, д. 28

Some Features of the Structure of Lower Carboniferous Strata of Zyuzeyevsky Field

R.R. Kharitonov¹, Yu.M. Aref'ev²

¹JSC «Tatnefteprom-Zyuzeyevneft», Mamykovo, Nurlatsky district, Tatarstan Republic, Russia, e-mail: zuzeev@gmail.com

²Institute for problems of ecology and subsoil use of Tatarstan Academy of Sciences, Kazan, Russia

Abstract. Formation and structure of oil inclosing Tournaisian-Bobrikovskian reservoir are considered in the paper. Structure complexity of Tournaisian part is determined by erosion-karst processes, created incision system of various depth and orientation. Incisions are filled by Bobrikovskian terrigenous rocks – mudstones and sandstones. Sandstones underlay in the form of lenses, which laterally are in contact with oil saturated Tournaisian limestones, resulting in a single Tournaisian-Bobrikovskian deposit with a single oil-water surface. Overlapping tulsian mudstones contain isolated and small lenses of sandstone. Deposits have their own oil-water surface.

Keywords: Zyuzeyevsky field, Lower Carboniferous deposits, erosion-karst terrain of Tournaisian-Bobrikovskian oil reservoir, incisions, lenticular occurrence of Bobrikovskian productive layers, transgression.

References

Badamshin. E.Z. Kriterii otsenki perspektiv neftenosnosti karbonatnykh otlozheniy (na primere tsentral'noy chasti Kamsko-

Kinel'skoy sistemy progibov) [Criteria for assessing the oil prospects of carbonate deposits (for example, the central part of Kama-Kinel system of deflections)]. Kazan: Kazansk. Universitet Publ. 1978. 168 p. (In Russian)

Grunis E.B. New conceptions of the geological processes theory and oil and gas potential of the Russian Platform. *Georesursy* [Georesources]. 2012. № 6(48). Pp. 63-71. (In Russian)

Larochkina I.A. On the origin of downcutting in Tournaisian rocks of the Tatarstan Republic. *Geologiya nefi i gaza* [Oil and gas geology]. 1987. № 6. Pp. 45-48. (In Russian)

Information about authors

Ruslan R. Kharitonov – Chief Geologist
JSC «Tatnefteprom-Zyuzeyevneft»
423024, Mamykovo village, Nurlatsky district, Tatarstan Republic, Russia. Phone: +7(84345) 4-14-15

Yuriy M. Aref'ev – Senior Researcher
Institute for problems of ecology and subsoil use of Tatarstan Academy of Sciences
420087, Russia, Kazan, Daurskaya St., 28