

UDC 553.98

**ON EXPLORATION POTENTIAL AND NEW OIL DISCOVERIES
IN VOLKOV-GUROV HORST SYSTEM**

**К ПЕРСПЕКТИВАМ ПОИСКОВ НОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ
В ПРЕДЕЛАХ ВОЛКОВСКО-ГУРОВСКОЙ
ЗОНЫ ГОРСТОВИДНЫХ ПОДНЯТИЙ**

A.I. Sattarov, A.S. Belyalova, V.N. Minkaev

FSBEI NPE “Ufa State Petroleum Technological University”,

Ufa, the Russian Federation

LLC “BashNIPIneft”, Ufa, the Russian Federation

Саттаров А.И., Белялова А.С., Минкаев В.Н.

ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический

университет», г. Уфа, Российская Федерация

ООО «БашНИПИнефть», г. Уфа, Российская Федерация

Abstract. The exploration maturity of the Republic of Bashkortostan in terms of the remaining petroleum potential is characterized among other features by the fact that the undiscovered oil and gas resources are confined to small traps with complex architecture.

Quite high hydrocarbon exploration potential of the Devonian sandstones as well as younger reservoirs is still related to the known extensive faulted zones. The paper focuses on one of such zones namely the Volkov-Gurov Horst System (VGHS).

The available geological and geophysical data suggest that this structural tectonic zone has additional potential for new oil discoveries. Fairly promising are not only the up thrown blocks of the VGHS which are characterized by very uneven drilling density, but also a deeper trend of anticlines along the downthrown wall of the fault to the South-East of it. Evidence thereof is

provided by the geological setting of the two oil discoveries made in the Devonian sandstones allied to the VGHS play fairway.

The first discovery was made in the sandstones of Pashiy DI Fm. in the NE part of the study area within the Volkov-Gurov Horst System. Drilling data indicates that the top of the productive sandstone reservoir in well 37POD lies at -1951 m TVDss 52 m deeper than in well 231AMT (-1899 m) drilled in the up thrown horst block, the formation was water-bearing in that well. The fact that no oil was found in the shallow part of the reservoir may imply a 3-way dip closure sealed to a fault or impermeable tectonic barrier.

The second discovery is considerably to the SW on the Baskakov area of Novo-Uzhybashevskoe field. Well 7UZB penetrated top of Kynov Fm. at the shallowest depth of -1885 m, i.e. 7 and 13 m above the same formation penetrated in wells 475 (-1892 m) and 25UZB (-1898 m) accordingly which found oil.

The above mentioned arguments and the potential traps identified on the 2D seismic sections contribute to the additional exploration potential and commercial reserves of oil yet to be found in the sandstones of Kynov Dkn, Pashiy DI and Mullin DII formations not only on the up thrown fault blocks of the VGHS but also anticlines along the downthrown SE wall of the reverse fault bounding the graben in deeper-seated reservoirs.

Аннотация. Поздняя стадия освоения начальных потенциальных ресурсов углеводородов в республике Башкортостан характеризуется среди прочих особенностей и тем, что неразведанные ресурсы локализуются в ловушках, отличающихся малыми размерами и сложным строением.

Достаточно высокие перспективы поисков новых залежей углеводородов в терригенной толще девона по-прежнему связаны с установленными линейно протяженными зонами тектонических дислокаций. К их числу относится и рассматриваемая Волковско-Гуровская зона горстовидных поднятий (ЗГП).

Анализ имеющихся геолого-геофизических материалов позволят рассматривать данную структурно-тектоническую зону как перспективную на выявление новых залежей нефти. Поисковый интерес представляет не только крайне неравномерно изученная бурением поверхность приподнятых блоков ЗГП, но и расположенная гипсометрически ниже полоса положительных осложнений, непосредственно примыкающих с юго-востока к дизъюнктиву. В пользу последнего свидетельствует геологическое строение двух залежей нефти, приуроченных к отложениям терригенного девона и генетически связанных с ЗГП.

Первая залежь, связанная с песчаным пластом D1 пашийского горизонта, открыта на северо-востоке рассматриваемой части Волковско-Гуровской ЗГП. По материалам бурения кровля продуктивного песчаного пласта в скважине 37ПОД отбивается на гипсометрическом уровне -1951 м, что на 52 м ниже, чем в скважине 231 Ахметово (АМТ) (-1899 м), пробуренной в горстовидном блоке и вскрывшей водонасыщенный пласт. Отсутствие нефтеносности на более высокой гипсометрической отметке свидетельствуют о том, что рассматриваемая залежь имеет тектонический экран.

Вторая залежь установлена значительно юго-западнее на Баскаковском участке Ново-Узыбашевского месторождения. Скважина 7 Узыбаш (УЗБ) вскрыла кровлю кыновского горизонта на наиболее высокой гипсометрической отметке -1885 м, что на 7 и 13 м выше, чем (соответственно) в скв. 475 (-1892 м) и 25УЗБ (-1898 м), вскрывших нефтенасыщенный пласт.

Приведенные выше факты и наметившиеся по материалам сейсморазведочных работ методом общей глубинной точки благоприятные структурные предпосылки, свидетельствуют о возможности выявления новых промышленных скоплений нефти, связанных с песчаными пластами Dкн кыновского, D1 пашийского и DII муллинского горизонтов, не только в пределах приподнятых блоков ЗГП, но и локальных поднятий,

прислоненных с юго-востока к плоскости взброса грабена и расположенных на более низком гипсометрическом уровне.

Key words: oil, accumulation, well, horst, formation, petroleum potential, deposit, tectonically sealed trap, faults.

Ключевые слова: нефть, залежь, скважина, зона горстовидных поднятий, нефтегазоносность, месторождение, тектонически экранированная залежь, тектонические нарушения.

The exploration maturity of the Republic of Bashkortostan in terms of the remaining petroleum potential is characterized among other features by the fact that the undiscovered oil and gas resources are confined to small traps with complex architecture.

Quite high HC exploration potential of the Devonian sandstones as well as younger reservoirs is still related to the known extensive faulted zones. The paper focuses on one of such zones namely the Volkov-Gurov Horst System (VGHS) with three proven commercial oil plays: sandstones of the Devonian, Carboniferous and carbonates of the Upper Devonian-Tournaisian. The oil charge and accumulation in the Devonian sandstones was primarily controlled by the tectonic movements alongside lithological factors whereas the overlying Late Devonian-Early Carboniferous are controlled by the stratigraphy and deposition. The latter case can be explained by the fact that the uplifted horst blocks contributed to reef formation on the areas involved in shaping of the NE flank of the Aktanysh-Chishmy Depression [8].

The Volkov-Gurov Horst System is proved oil-bearing at two discoveries of Novo-Uzhybashevskoe and Volkovskoe fields, with commercial reserves in drape-over structures overlying the Late Devonian reefs. The Devonian sandstones are also commercial oil reservoirs (reservoir units of Dkn Kynov, DI Pashiy and DII Mullin formations). Within the Lugovskoy area of Volkovskoe

field oil was tested in wells 46 and 48 Podymalovo (POD) in the Lower Carboniferous sandstones of CVI.2 and CVI.3 formations (TTNK).

The Volkov-Gurov Horst System was identified from exploration wells. Follow-up study and detailed interpretation was based on common depth point (CDP) seismic surveys. The spatial position of the blocks was determined, the width of which varies in the range of 500-800 m and the throw is from 50 to 73 m (in the vicinity of wells 7 Uzybash (UZB) and 48POD accordingly).

The analyzed play has been very unevenly drilled. As such the NE part confined to the Late Devonian setting of the flank of the Aktanysh-Chishmy Depression has more well control. All the known oil accumulations from this part of the Volkov-Gurov Horst System are discovered here (Volkovskoe field), apart from Novo-Baskakovskaya (Novo-Uzybashevskoe field) located at the extreme SW of the study area. On this anticline trend located between the aforementioned fields (more than 15 km long) only one deep well has been drilled (figure 1).

The available geological and geophysical data suggest that this structural tectonic zone has additional potential for new oil discoveries. Fairly promising are not only the upthrown blocks of the VGHS which are characterized by very uneven drilling density, but also a deeper trend of anticlines along the downthrown wall of the fault to the SE of it. Evidence thereof is provided by the geological setting of the two oil discoveries made in the Devonian sandstones allied to the VGHS play fairway.

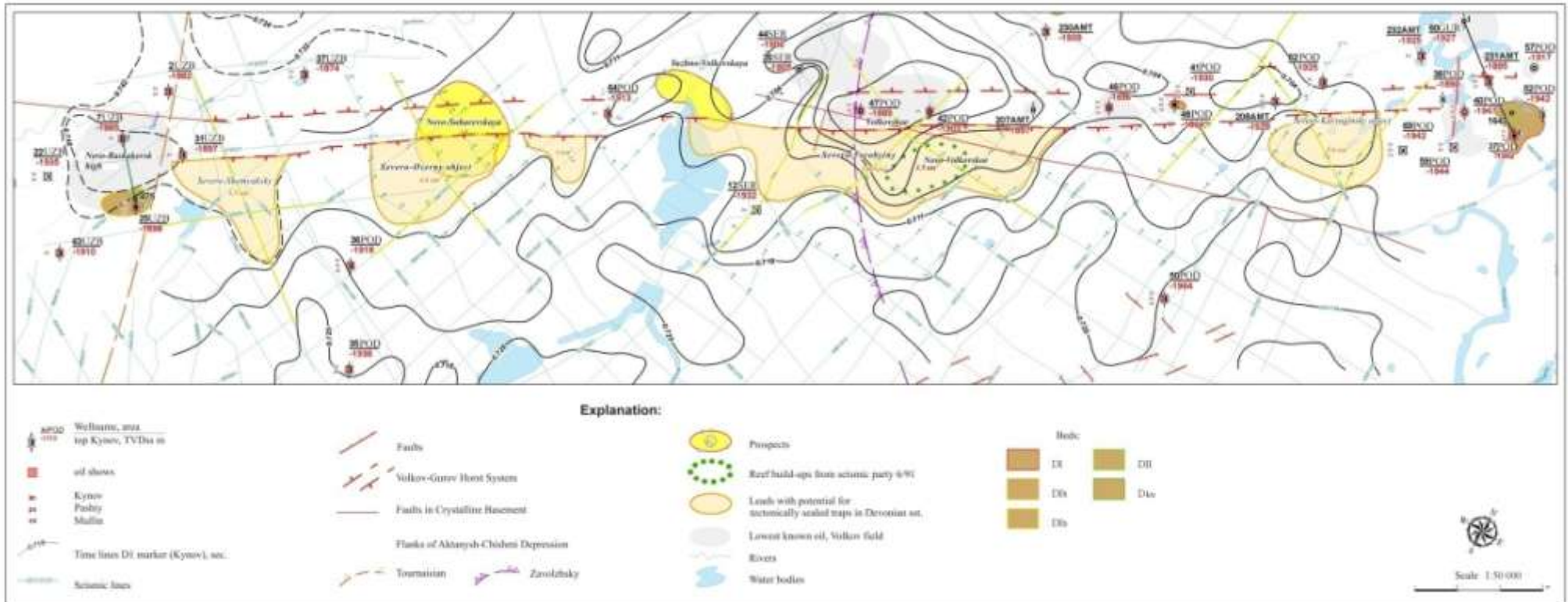


Figure 1. Depth map near top of D1 marker, Volkov-Gurov Horst System

The first discovery was made in the sandstones of Pashiy DI Fm. in the NE part of the study area within the Volkov-Gurov Horst System (37POD well). The accumulation is stratified bedded 1.0×0.7 km with the gross oil column of 15 m. The oil-water contact is set at -1957 m. Drilling data indicates that the top of the productive sandstone reservoir in well 37POD lies at -1951 m TVDss, i.e. 52 m deeper than in well 231AMT (-1899 m) drilled in the upthrown horst block, the formation was water-bearing in that well (figure 2). The lithology of the sections in 37POD and 231AMT is identical. The fact that no oil was found in the shallow part of the reservoir may imply a 3-way dip closure sealed to a fault or impermeable tectonic barrier.

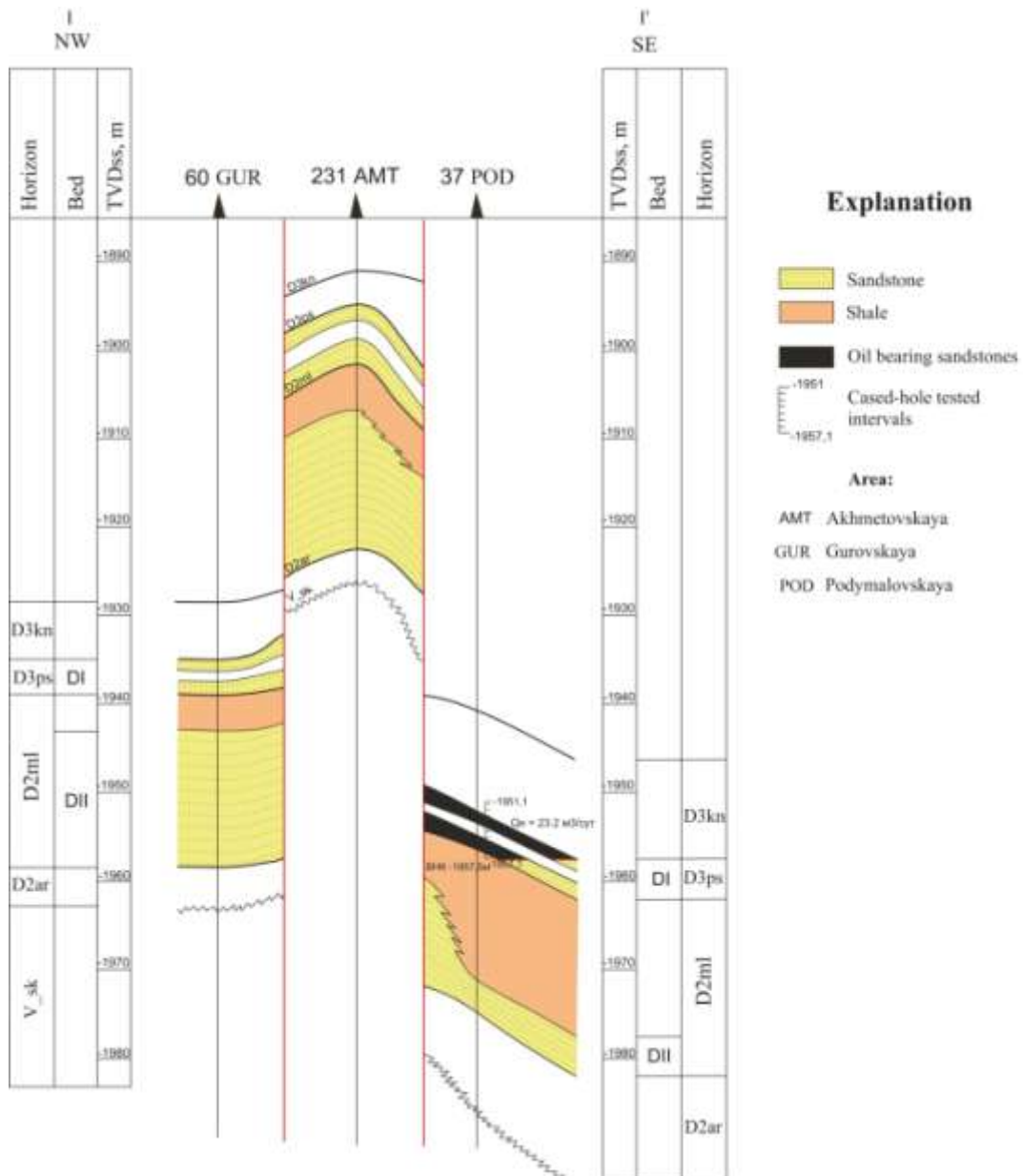


Figure 2. Geological cross-section along line 60GUR-231AMT-37POD

The second discovery is considerably to the SW on the Baskakov area of Novo-Uzhybashevskoe field. Well 7UZB penetrated top of Kynov Fm. at the shallowest depth of -1885 m, i.e. 7 and 13 m above the same formation penetrated in wells 475 (-1892 m) and 25UZB (-1898 m) accordingly which found oil (figure 3). This may indicate that well 7UZB was drilled in the upthrown fault block of the VGHS. The presence of a local reef build-up in this area in the Late Devonian-Early Carboniferous time (Novo-Baskakovsky reef) gives additional evidence to the existence of a high-relief feature or base which later was inhabited by reef-builders and reef-dwellers. Thus the existence within the study area of an updip tectonic barrier is practically undoubted whereas the accumulation itself is located deeper in the section and adjacent to the fault plane from the SE.

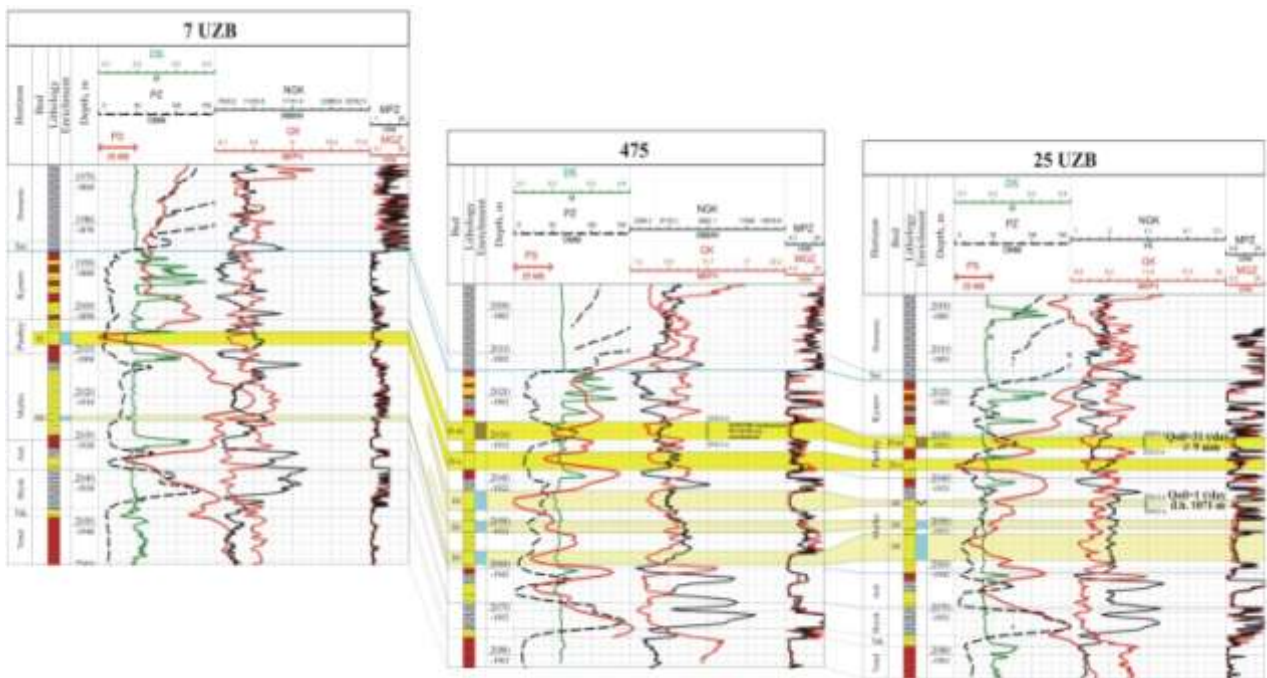


Figure 3. Well log correlation panel 7UZB-475-25UZB

Wells 475 и 25УЗБ identical in lithology both encountered two members of DI Fm. of which the upper unit gave commercial oil flows. In well 7УЗБ this formation becomes tight and impermeable, i.e. oil accumulations updip in the direction of the horst system may be sealed not only against a tectonic barrier but also against a lithological one. DII Fm. in wells 475 and 25УЗБ is stratified

into three sandstone members interbedded with tight and consolidated siltstones. Well 25У3Б tested 1.0 m³/day of oil at 1071 m flowing level from the upper member 1.6 m thick.

To date within the uplifted (horst-like) block itself only one well 48ПОД tested commercial oil from sandstone reservoirs of DI and DII, the accumulations are stratified bedded four-way closures, the oil-water contact is encountered at -1874 and -1880 m (accordingly), the size is relatively small – 0.4×0.2 and 0.35×0.15 km, oil column - 7 and 4 m. Pashiy DI Fm. in wells 48ПОД and development well 1572 tested oil with no water at 6.3 t/day at 9 mm choke and 1.8 t/day produced from the development one.

Based on the previous studies on play fairways [1, 2, 4, 5 etc] the limited areal extent of the Kynov sandstones was inferred, the Pashiy sandstones have a wider distribution whereas the Mullin sandstones have lateral extension. At the same time apart from the known commercial accumulations discovered within the study area almost all wells drilled here have oil shows of various intensity in the core from the Devonian sandstones.

These facts and favorable tectonic setting with potential leads identified from 2D seismic data which require further investigation suggest the probability of new oil discoveries in the sandstones of Dkn Kynov, DI Pashiy and DII Mullin formations trapped not only within the uplifted horst-like structures (four-way closures and structural-stratigraphic traps) but also confined to local anticlines as roll-over structures on the SE of the fault plane bounding the graben in reservoirs which are seated deeper in the section (tectonically sealed traps).

In the latter case the following prospects can be high-graded namely Severo-Shemyaksky, Severo-Ozerny, Severo-Vorobyiny and Severo-Karyuginsky.

Severo-Shemyaksky prospect at the level of D₁ marker closes to a fault in the NW, the spill point is at 0.742 sec (seismic vintage of 01/82). The feature is mapped as a structural nose trending 5 km to the SE [6]. This event is associated with the distribution of DI and DII sandstones which may be oil-bearing.

To the NE of it **Severo-Ozerny** prospect closes at 0.711 sec and unites two features the largest of which is 1×7.5 km.

Based on the seismic sequence stratigraphy [3] these areas are evaluated as having exploration potential for tectonically sealed oil accumulations in the Devonian sandstones.

Further to the NE in the vicinity of well 47ПОД at the level of D_1 marker along the flank of the horst system a similar structural nose closes at 0.711 sec, with the length of 9 km and width of 2 km, the feature referred to as **Severo-Vorobyiny** was picked on the time section along seismic line 0691030 (figure 4). This prospect is the SE flank of once a single structure separated by a horst-like block.

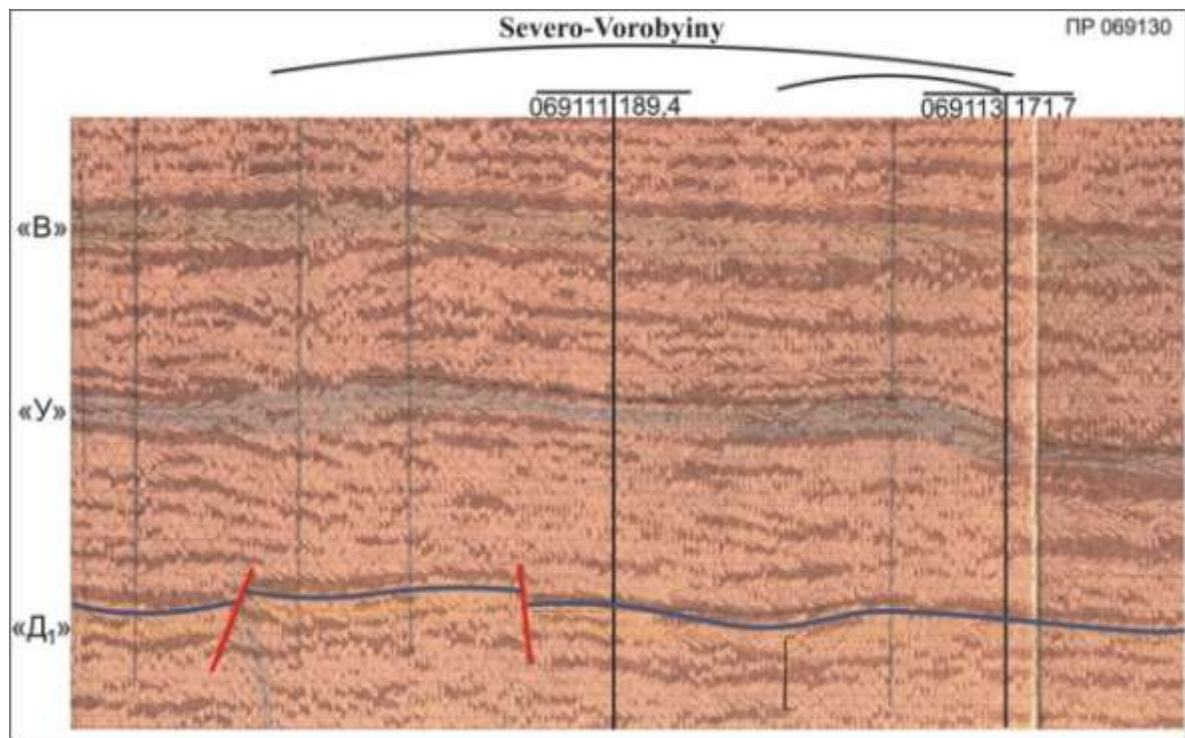


Figure 4. Severo-Vorobyiny. Time section along line 0691030

The forth area which has potential for tectonically sealed oil traps is located in the NE of the study area within the Volkov-Gurov Horst System, in the vicinity of wells 208АМТ and 69ПОД. Seismic stratigraphic analysis [3] indicates a sandstone reservoir in the Devonian siliciclastic sequence (**Severo-Karyuginsky**) mapped at D_1 level as a structural nose which closes against a

fault in the SE. This feature is evaluated as having exploration potential for commercial oil accumulations.

Thus follow-up evaluation and appraisal of the known and proved plays is one of the most promising exploration opportunities, the search for new discoveries should be focused on areas with little well control on trend with the existing fields which as a rule are already covered by 2D seismic.

Conclusions

The analysis of all the available geological and geophysical data revealed additional petroleum potential of the study area within the Volkov-Gurov Horst System for the sandstone as well as carbonate Paleozoic plays, which are proved commercial oil reservoirs at Volkovskoe and Novo-Uzybashevskoe fields.

Based on the existing trends in the play fairway of the Devonian sandstones [1, 2, 4, 5 etc.] and the structural and tectonic features of the plays within the Volkov-Gurov Horst System high-graded areas are those associated with updip faults.

Поздняя стадия освоения начальных потенциальных ресурсов углеводородов в республике Башкортостан характеризуется среди прочих особенностей и тем, что неразведанные ресурсы локализуются в ловушках, отличающихся малыми размерами и сложным строением.

Достаточно высокие перспективы поисков новых залежей углеводородов как в терригенной толще девона, так и вышележащих отложениях, по-прежнему связаны с установленными линейно протяженными зонами тектонических дислокаций, контролирующими промышленные скопления УВ как по площади, так и по разрезу. К их числу относится и расположенная в северо-западной части Благовещенской впадины Волковско-Гуровская зона горстовидных поднятий (ЗГП), где промышленно нефтеносными являются три комплекса

отложений: терригенный девонский, нижнекаменноугольный и карбонатный верхнедевонско-гурнейский. И, если в формировании залежей нефти, связанных с терригенными отложениями девона, наряду с литологическим, ведущая роль принадлежит тектоническому фактору, то в вышележащих позднедевонско-раннекаменноугольных отложениях преобладает седиментационный. Последнее обусловлено тем, что приподнятые горстовидные блоки способствовали рифообразованию на участках, вовлеченных в процесс формирования северо-восточной бортовой зоны Актаныш-Чишминской депрессии (АЧД) [8].

К Волковско-Гуровской зоне горстовидных поднятий приурочены залежи нефти Ново-Узыбашевского и Волковского месторождений, основные промышленные запасы нефти которых связаны со структурами облекания рифовых массивов позднедевонского возраста. Кроме того, промышленно нефтеносными являются отложения терригенного девона (пласты Dкн кыновского, DІ пашийского и DII муллинского горизонтов), а на Луговском участке Волковского месторождения установлены (скважины 46 и 48 Подымалово (ПОД)) залежи нефти, связанные с пластами CVI.2 и CVI.3 терригенной толщи нижнего карбона (ТТНК).

Волковско-Гуровская зона горстовидных поднятий выявлена по данным поисково-разведочного бурения. Дальнейшее изучение, уточнение производилось сейсморазведочными работами методом общей глубинной точки (МОГТ). Уточнено пространственное положение блоков, ширина которых колеблется в пределах 500-800 м, а амплитуда взброса изменяется от 50 до 73 м (в районе скважин, соответственно, 7 Узыбаш (УЗБ) и 48ПОД).

Рассматриваемая зона нефтенакпления отличается крайне неравномерной изученностью глубоким бурением. Так, более детально изучена ее северо-восточная часть, в плане расположенная в пределах бортовой зоны АЧД позднедевонского времени. Здесь сконцентрированы практически все известные в пределах рассматриваемой части ЗГП залежи

нефти (Волковское месторождение), за исключением Ново-Баскаковской (Ново-Узыбашевское месторождение), расположенной на крайнем юго-западе. В пределах полосы поднятий, расположенной между упомянутыми месторождениями (протяженностью более 15 км) пробурена всего одна глубокая скважина (рисунок 1).

Анализ имеющихся геолого-геофизических материалов позволяет рассматривать данную структурно-тектоническую зону как перспективную на выявление новых залежей нефти. При этом поисковый интерес представляет не только крайне неравномерно изученная бурением горстовидная зона, но и ее приконтактные участки, экранируемые дизъюнктивными нарушениями вверх по восстанию слоев. В пользу последнего свидетельствует геологическое строение двух залежей нефти, приуроченных к отложениям терригенного девона и генетически связанных с зоной горстовидных поднятий.

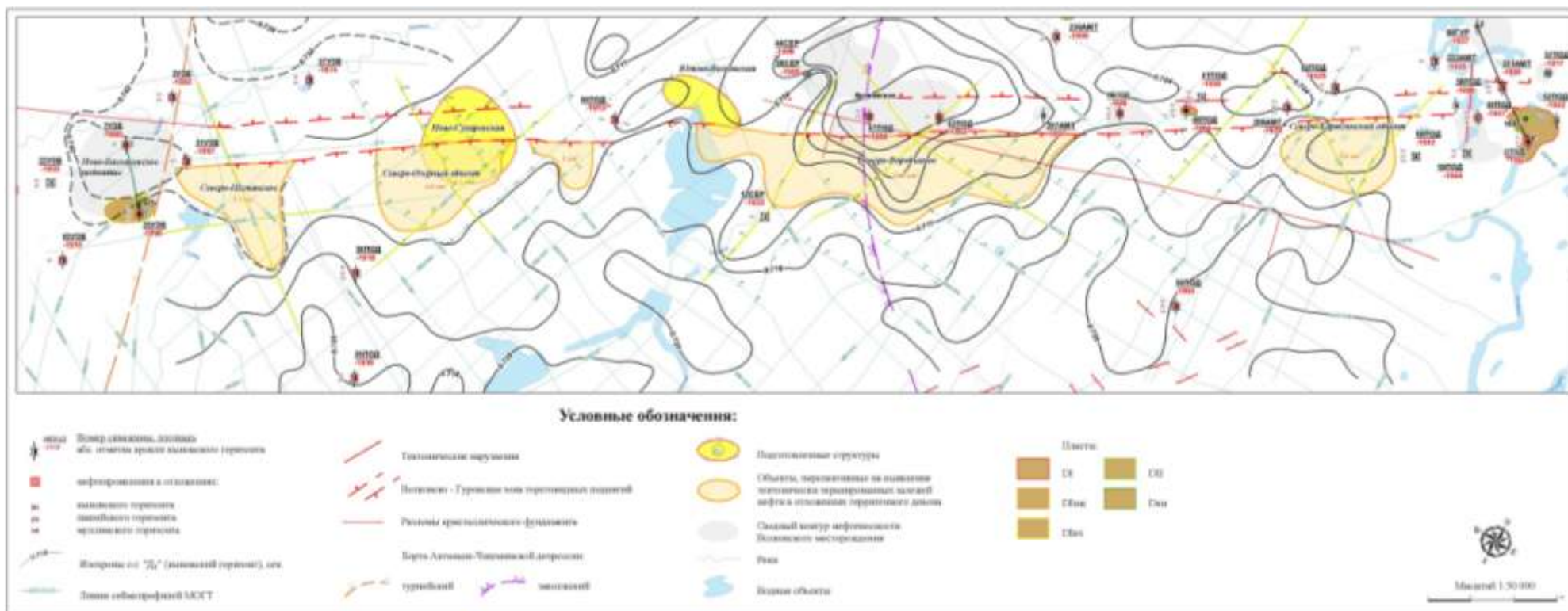


Рисунок 1. Структурная карта по отражающему горизонту «D1» Волковско-Гуровская ЗГП

Первая залежь, связанная с песчаным пластом D1 пашийского горизонта открыта на северо-востоке рассматриваемой части Волковско-Гуровской зоны горстовидных поднятий (район скважины 37ПОД). Залежь пластового типа с размерами 1,0 × 0,7 км и, предполагаемым этажом нефтеносности - 15 м. Водонефтяной контакт установлен на отметке минус 1957 м. По материалам бурения кровля продуктивного песчаного пласта в скважине 37ПОД отбивается на гипсометрическом уровне минус 1951 м, что на 52 м ниже, чем в скважине 231 Ахметова (АМТ) (минус 1899 м), вскрывшей водонасыщенный пласт (рисунок 2). По литологии разрезы скважин 37ПОД и 231АМТ в части терригенного комплекса девона идентичны. Водоносность пласта на более высокой гипсометрической отметке свидетельствует об отсутствии гидродинамической связи с приподнятым блоком, то есть, рассматриваемая залежь имеет тектонический экран.

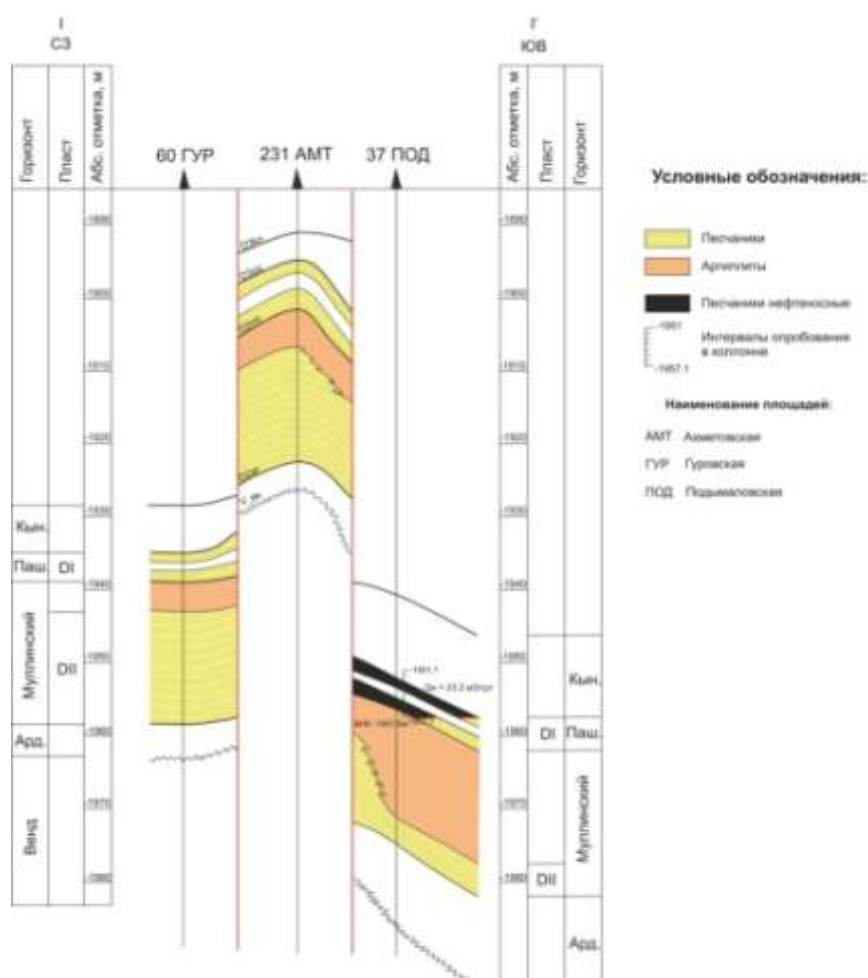


Рисунок 2. Геологический профиль по линии скважин 60ГУР-231АМТ-37ПОД

Вторая залежь установлена значительно юго-западнее, на Баскаковском участке Ново-Узыбашевского месторождения. Скважина 7УЗБ вскрыла кровлю кыновского горизонта на более высокой гипсометрической отметке минус 1885 м, что на 7 и 13 м выше, чем (соответственно) в скважинах 475 (минус 1892 м) и 25УЗБ (минус 1898 м), вскрывших нефтенасыщенный пласт (рисунок 3). Это позволяет предположить, что скважина 7УЗБ пробурена в пределах приподнятого тектонического блока зоны горстовидных поднятий. Наличие на данном участке локальной органогенной постройки позднедевонско-раннекаменноугольного времени (Ново-Баскаковский риф), является еще одним аргументом в пользу существования в позднедевонское время рельефно выраженного пьедестала, освоенного позднее рифостроящими и рифолюбивыми организмами. Таким образом, наличие на данном участке тектонического экрана вверх по восстанию слоев практически не вызывает сомнений, рассматриваемая залежь расположена гипсометрически ниже и примыкает с юго-востока к плоскости тектонического нарушения.

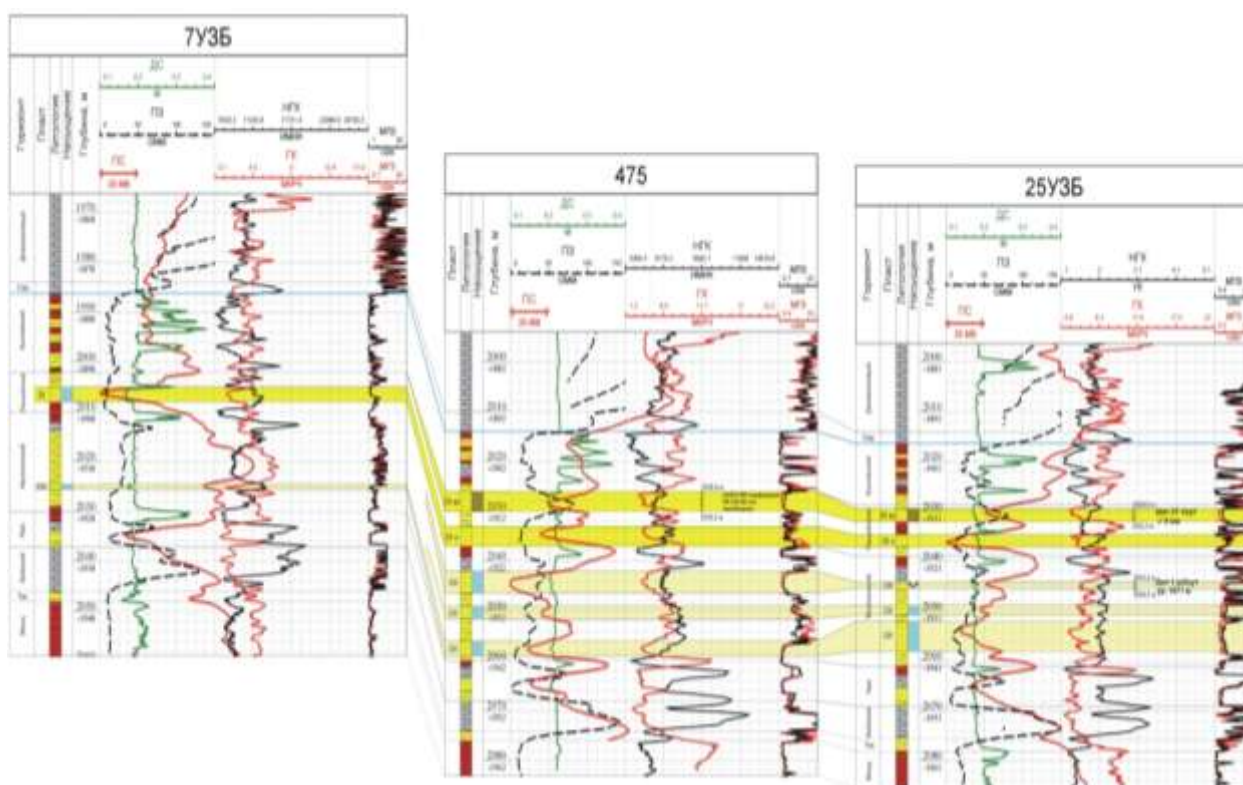


Рисунок 3. Схема корреляции разрезов скважин 7УЗБ-475-25УЗБ

В разрезах скважин 475 и 25УЗБ, по литологии являющимися аналогичными, пласт ДI представлен двумя пропластками, из них промышленно нефтенасыщен верхний. В разрезе скважины 7УЗБ этот пласт замещен плотными разностями, то есть, залежи вверх по восстанию пород к блоку горстовидной зоны, кроме тектонического, могут иметь и литологический экран. Пласт ДII в скважинах 475 и 25УЗБ представлен тремя песчаными пропластками, разделенными уплотненными алевролитами. В скважине 25УЗБ при опробовании верхнего пропластка толщиной 1,6 м получен приток нефти дебитом 1,0 м³/сут при уровне 1071 м.

Непосредственно в пределах приподнятого (горстовидного) блока к настоящему времени лишь одной скважиной 48ПОД установлена промышленная нефтеносность песчаных пластов ДI и ДII, залежи пластовые сводовые, ВНК определены на уровнях минус 1874 и минус 1880 м (соответственно), размеры небольшие - 0,4×0,2 и 0,35×0,15 км, этажи нефтеносности - 7 и 4 м. При опробовании пласта ДI пашийского горизонта в скважинах 48ПОД и эксплуатационной скважине 1572 были получены безводные притоки нефти дебитами, соответственно, 6,3 т/сут на 9-мм штуцере и во второй при эксплуатации – 1,8 т/сут.

По результатам ранее проведенных исследований [1, 2, 4, 5 и др.], установлено зональное развитие песчаных пластов кыновского, более широкое – песчаников пашийского, и площадное развитие песчаных пластов муллинского горизонтов. При этом, кроме установленных промышленных скоплений нефти, в пределах рассматриваемой зоны, в разрезах подавляющего большинства скважин по каменному материалу в отложениях терригенного девона отмечаются нефтепроявления различной интенсивности.

Приведенные факты и наметившиеся по материалам сейсморазведочных работ МОГТ-2Д благоприятные, требующие детализации структурные предпосылки, свидетельствуют о возможности

выявления промышленных скоплений нефти, связанных с песчаными пластами Dкн кыновского, DІ пашийского и DІІ муллинского горизонтов, не только в пределах приподнятых блоков зоны горстовидных поднятий (пластово-сводовых и структурно-литологических залежей), но и локальных поднятий, прислоненных с юго-востока к плоскости взброса грабена и расположенных на более низком гипсометрическом уровне (тектонически экранированных залежей).

В последнем случае в качестве перспективных, прежде всего, рассматриваются Северо-Шемякский, Северо-Озерный, Северо-Воробьиный и Северо-Карюгинский объекты.

Северо-Шемякский объект по отражающему горизонту «D₁» с северо-запада ограничен тектоническим нарушением, картируется по контуру изохроны 0,742 с (сейсморазведочная партия (с.п.) 01/82) в виде структурного носа, вытянутого на 5 км в юго-восточном направлении [6]. Объект приурочен к зоне развития песчаников DІ и DІІ, с которыми может быть связана нефтеносность.

Северо-восточнее, в контуре изохроны 0,711 с картируется **Северо-Озерный объект**, объединяющий два участка, наибольший из которых имеет размеры порядка 1×7,5 км.

По результатам сейсмоформационного анализа [3] участки оценены как перспективные на выявлении тектонически экранированных залежей нефти в терригенном девоне.

Далее, к северо-востоку, в районе скважины 47ПОД по отражающему горизонту «D₁» в контуре изохроны 0,711 с на протяжении 9 км при ширине до 2 км вдоль борта ЗГП картируется аналогичный структурный выступ – **Северо-Воробьиный объект**, прослеженный на временном разрезе по сейсмопрофилю 0691030 (рисунок 4). Объект является юго-восточным крылом некогда единой структуры, разбитой горстовидным блоком.

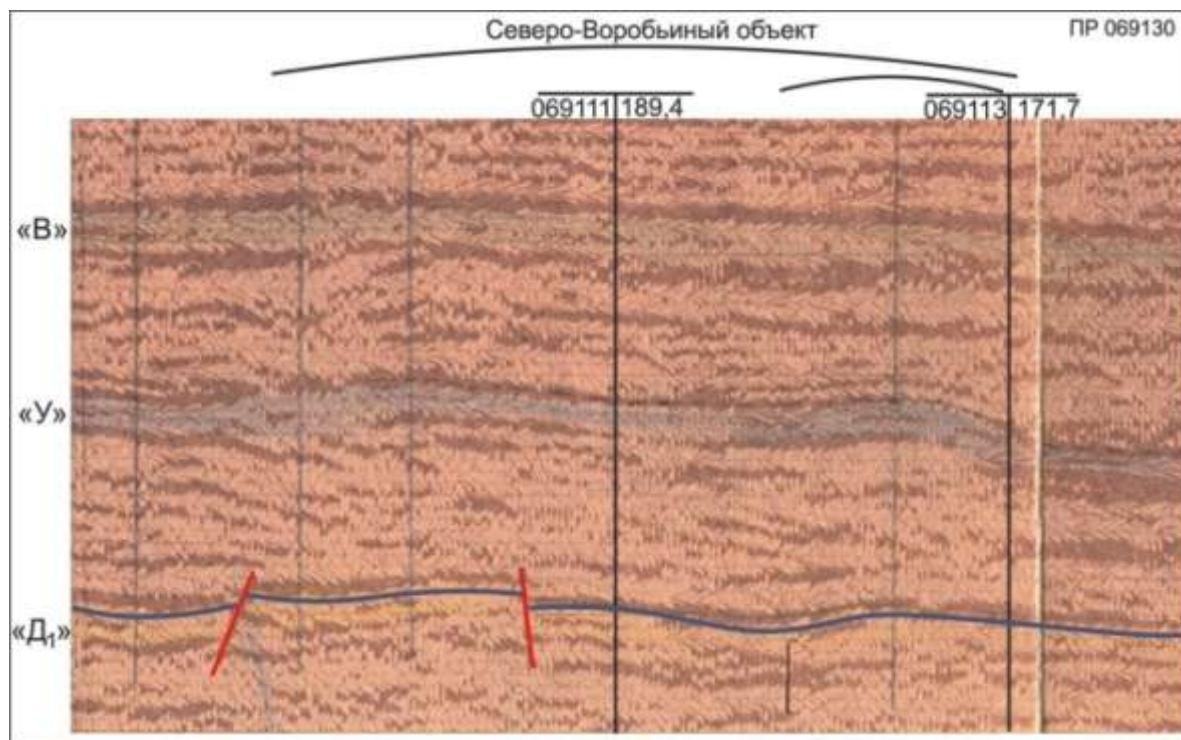


Рисунок 4. Северо-Воробьиный объект.
Временной разрез по профилю 0691030

Четвертый локальный участок, в пределах которого можно ожидать выявление тектонически экранированной залежи нефти, расположен на северо-востоке рассматриваемой части Волковско-Гуровской ЗГП, в районе скважин 208АМТ и 69ПОД. Здесь по результатам сейсмоформационного анализа [3] в терригенном девоне выделен аккумулятивный песчаный объект (Северо-Карюгинский), по отражающему горизонту «Д₁» в плане приуроченный к структурному выступу, прижатому с юго-востока к разрывному нарушению. Данный объект оценивается как перспективный на поиски промышленных скоплений углеводородов.

Таким образом, доизучение установленных зон нефтенакопления является одним из перспективных направлений, поиски новых залежей целесообразно сосредоточить на слабо разбуренных участках между месторождениями, как правило, уже охваченными сейсморазведочными работами МОГТ-2Д.

Выводы

Проведенный анализ всей имеющейся геолого-геофизической информации показал, что перспективы нефтеносности рассмотренной части Волковско-Гуровской зоны горстовидных поднятий в различной степени могут быть связаны как с терригенными, так и карбонатными комплексами палеозоя, промышленная нефтеносность которых доказана в пределах Волковского и Ново-Узыбашевского месторождений.

Учитывая выявленные закономерности в распространении песчаников терригенного девона [1, 2, 4, 5 и др.] и особенности тектонического строения рассматриваемой Волковско-Гуровской зоны нефтенакпления, первостепенное внимание необходимо уделить участкам, сопряженных с разрывными нарушениями вверх по восстанию слоев.

References

1 Devonian rocks of the Volga-Ural Petroleum Province. Aliev M.M. [et al.]. M.: Nedra, 1978. 198 s. [in Russian].

2 Comprehensive regional project for exploration on the territory of the Republic of Bashkortostan and alternatives for acreage licensing. Evaluation of petroleum potential for the Devonian sandstones of the Birsk Saddle and north-west part of the Blagoveschensk Depression (to Sergeev-Dema Graben-Like Trough)/ Belyalova A.S. [et al.]: report. Ufa: BashNIPIneft', 2013. 240 s. [in Russian].

3 Seismic acquisition CDP on Zapadno-Sergeevsky area/ Zagrebina A.I.: report seis. par. 6/91 for 1991-93. Ufa: BNGF, 1993. 99 s. [in Russian].

4 Non-depositional hiatus and cyclic processes in the Devonian siliciclastic sequence of Bashkiria/ Logvin V.F. [et al.]: proceedings of BashNIPIneft. Ufa, 1973. Вып. XXXIII. S. 63-68. [in Russian].

5 Lozin E.V. Tectonics and petroleum occurrences on the platform Bashkortostan: monografiya. M.: VNIIOENG, 1994. Ch. 1. 72 s. [in Russian].

6 Prospecting and detailed seismic survey CDP on Podymalovsky area in Blagoveschensk, Kushnarenkovo and Ufa districts of the BASSR/ Pashkevich M.M.: report seis. par.1/82. Ufa: BNGF, 1983. 105 s. [in Russian].

7 Seismic acquisition CDP on Tabuldaksky, Uzybashevsky and Kashkalashinsky areas in Blagovarsky, Chishmy, Kushnarenkovo districts of BASSR/ Pashkevich M.M.: report seis. par. 104/82. Ufa: BNGF, 1983. 122 s. [in Russian].

8 On the results from analysis and review of geological and geophysical data on Paleozoic sedimentary sequence of the Republic of Bashkortostan for selection of licensing areas/ Shavaliyev G.Sh. [et al.]: report. Ufa: BashNIPIneft', 2011. 197 s. [in Russian].

Список используемых источников

1 Девонские отложения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции/ Алиев М.М. [и др.]. М.: Недра, 1978. 198 с.

2 Комплексный региональный проект поисковых работ на территории республики Башкортостан и выбор участков под лицензирование. Оценка перспектив нефтеносности терригенных отложений девона Бирской седловины и северо-западной части Благовещенской впадины (до Сергеевско-Демского грабенообразного прогиба)/ Беялова А.С. [и др.]: отчёт. Уфа: БашНИПИнефть, 2013. 240 с.

3 Загребина А.И. Поисковые сейсморазведочные работы МОГТ на Западно-Сергеевском участке: отчёт сейсмической партии 6/91 за 1991-93 гг. Уфа: БНГФ, 1993. 99 с.

4 Перерывы и цикличность в терригенной толще девона Башкирии/ Логвин В.Ф. [и др.]: науч. тр. БашНИПИнефть. Уфа, 1973. Вып. XXXIII. С. 63-68.

5 Лозин Е.В. Тектоника и нефтеносность платформенного Башкортостана: монография. М.: ВНИИОЭНГ, 1994. Ч.1. 72 с.

6 Пашкевич М.М. Поисковые и детализационные сейсморазведочные работы МОГТ на Подымаловском участке в Благовещенском, Кушнарниковском и Уфимском районах БАССР: отчёт сейсмической партии 1/82. Уфа: БНГФ, 1983. 105 с.

7 Пашкевич М.М. Поисковые сейсморазведочные работы МОГТ на Табулдакском, Узыбашевском и Кашкалашинском участках в Благоварском, Чишминском, Кушнарниковском районах БАССР: отчёт сейсмической партии 104/82. Уфа: БНГФ, 1983. 122 с.

8 О результатах анализа и обобщения геолого-геофизических материалов палеозойского осадочного чехла РБ с целью выбора участков под лицензирование/ Шавалиев Г.Ш. [и др.]: отчёт. Уфа: БашНИПИнефть, 2011. 197 с.

About the authors

Сведения об авторах

A.I. Sattarov, Postgraduate Student of the Chair “Geology and Exploration of Oil and Gas Fields” FSBEI NPE USPTU, Ufa, the Russian Federation

Саттаров А.И., аспирант кафедры «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений» ФГБОУ ВПО УГНТУ г. Уфа, Российская Федерация

e-mail: Sattarovnd@mail.ru

A.S. Belyalova, Leading Geologist, Regional Geology Department LLC “BashNIPIneft”, Ufa, the Russian Federation

Белялова А.С., ведущий геолог отдела региональной геологии ООО «БашНИПИнефть», г. Уфа, Российская Федерация

V.N. Minkaev, Candidate of Geologic-Mineralogical Sciences, Head of the Regional Geology Department LLC “BashNIPIneft”, Ufa, the Russian Federation

Минкаев В.Н., канд. геол.-минерал. наук, начальник отдела региональной геологии ООО «БашНИПИнефть», г. Уфа, Российская Федерация