

Опыт разработки нетрадиционных видов углеводородов на месторождениях «Газпром нефти»

Developing Unconventional Hydrocarbons at Gazprom Neft Fields

Кирилл Стрижнев, руководитель проектного офиса «Трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ)» дирекции по геологоразведочным работам и развитию ресурсной базы «Газпром нефти»

Kirill Strizhnev, Head of «Challenging Reserves» project office for Gazprom Neft's Directorate of the exploration and resource base development

Оценка запасов и ресурсов нетрадиционных углеводородов в мире свидетельствует о значительном потенциале таких проектов для разработки. Пока суммарный объем добычи этих видов углеводородов сегодня в мире составляет порядка 1%, но демонстрирует неуклонный рост и возможность конкурировать с проектами по добычи нефти из традиционных запасов. По расчетам аналитиков, к 2020-2025 годам на долю нефти, полученной из альтернативных источников, будет приходиться порядка 5% мировой нефтедобычи.

В России приоритетным направлением разработки нетрадиционных запасов углеводородов является сланцевая нефть. Значительное распространение «доманикоидов» и «баженитов» по площади и в разрезе в пределах основных нефтегазовых пластов, а также обилие в них промышленных притоков свидетельствует о потенциальной возможности организации масштабной добычи этой нефти с применением современных технологий. По некоторым оценкам,

Modern global estimates of unconventional hydrocarbon reserves all point to huge development potential. Currently, unconventional oil and gas production only account for about 1% of global output, however the development of unconventional reserves is demonstrating steady growth and the potential to compete with production from traditional reserves. It is estimated that by 2020-2025, unconventional oil and gas production will rise to 5% of global output.

In Russia, shale oil is the main focus in terms of unconventional hydrocarbons. Extensive domanicoids found within oil and gas reservoirs at the Bazhenov formation, as well as documented commercial production raise the possibility of large scale production when the latest technology is implemented. Some experts predict that oil production at the Bazhenov suite could hit 15-20 million tonnes by 2020, and 70 million tonnes by 2030.

At Gazprom Neft, we currently have a number of shale oil projects underway. In particular, Salym Petroleum

перспективы добычи нефти из баженовской свиты в России к 2020 году оцениваются в 15-20 млн т, а к 2030 году – в 70 млн т.

«Газпром нефть» реализует несколько проектов по разработке запасов сланцевой нефти. В частности, изучением перспектив добычи этой нефти занимается совместное предприятие «Газпром нефти» и Shell – работающее на территории Ханты-Мансийского автономного округа Salym Petroleum Development (SPD). Кроме того, «Газпром нефть» самостоятельно оценивает потенциал баженовской и абалакской свит Пальяновской площади Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения.

Северо-Восточная часть Пальяновской площади Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения расположена на территории Октябрьского района ХМАО (рис. 1). В непосредственной близости находятся разрабатываемые Ем-Еговская, Талинская площади (с запада) и Каменная площадь (с юго-востока) Красноленинского месторождения.

Пальяновская площадь введена в промышленную эксплуатацию в 1992 году. Активное разбуривание и освоение участка началось с вводом в разработку викуловской свиты в 1997 году. По состоянию на май 2013 года эксплуатационный фонд месторождения состоял из 79 скважин, в том числе 13 нагнетательных. Добыча осуществляется главным образом с объектов ВК и ЮК.

Основными продуктивными объектами на Пальяновской площади являются отложения викуловской свиты (ВК1, ВК2), отложения баженовской (тутлеймской) (ЮК₀-ЮК₀¹), абалакской (ЮК¹), тюменской свиты (ЮК²⁻³, ЮК⁴, ЮК⁶) и базального пласта.

Несмотря на значительные суммарные геологические запасы баженовской свиты (около 40 млн т) и полученные многочисленные притоки нефти (признаки сланцевой нефти обнаружены при бурении 25 разведочных и 10 эксплуатационных скважин), освоение этого уникального объекта пока находится на начальной стадии. Причина в том, что коллектора баженовской свиты являются сложно построенными и требуют детального изучения закономерности распространения залежей, а также их строения. Во время интенсивного разбуривания месторождения в 90-х годах отсутствовали надежные методы опробования пласта, интенсификации притока, что в ряде случаев могло привести к отрицательному результату при испытании нефтенасыщенных участков свиты. Кроме этого, отсутствовали апробированные технологии эффективной

Development, a joint venture between Gazprom Neft and Shell, operating in the Khanty-Mansi Autonomous Okrug, is looking at the potential of shale oil deposits in the area. Gazprom Neft itself is also looking at the potential of the Bazhen and Abalak suites at Palyanovskaya area of Krasnoleninskoye oil-gas-condensate field. The north-eastern part of Palyanovskaya area, which is part of the Krasnoleninskoye OGCF, lies within the territory of the Otyabrskiy district of KMAO (fig. 1). The Krasnoleninskoye field's main producing areas, Yem-Yegovskoye and Talinskoye border the Palyanovskaya area on the west and the Kamennoye area on its south-east.

The Palyanovskaya area was commissioned for commercial production in 1992. Active drilling and field development started when the Vikulov suite began to be developed in 1997. As of May 2013, the field has 79 wells, 13 of which are injection wells. The production comes mainly from VK and YuK units.

The main pay zones at the Palyanovskaya field are the Vikulov suite formations (VK1, VK2), Bazhenov (Tutleim) suite formations (YuK₀-YuK₀¹), Abalak suite formations (YuK¹), Tyumen suite formations (YuK²⁻³, YuK⁴, YuK⁶) and other basal layer formations.



Рисунок 1: Обзорная карта района работ
Figure 1: Works area overview map

Despite the significant total geological reserves of Bazhenov suite (about 40 mln t) and numerous oil inflows (indications of shale oil were found while drilling 25 appraisal and 10 production wells), the development of this unique asset

Основные литотипы скважины № 153

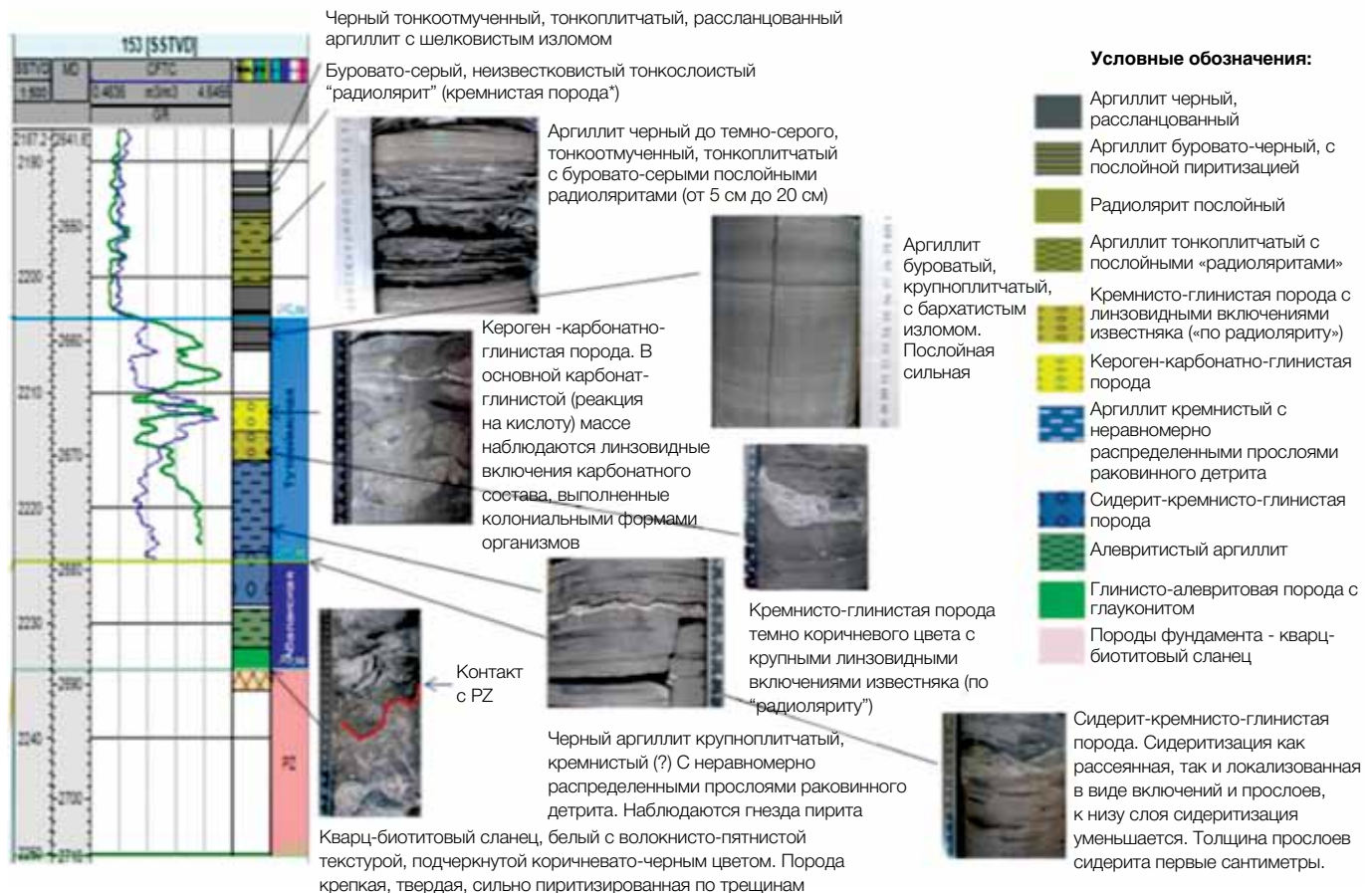


Рисунок 2: Литологическая колонка и характеристика литотипов скв. № 153 Пальяновской площади

разработки таких залежей. Все это существенно осложняло ввод баженовской свиты в активную эксплуатацию.

В 2011 году на Пальяновской площади прошли опытно-методические исследования по изучению и прогнозированию зон развития трещинно-кавернозных коллекторов баженовско-абалакского комплекса на основе структурно-деформационного анализа по материалам сейсморазведки 3D. В рамках исследований проведены работы по картированию зон трещинных коллекторов на площади. Была выполнена специализированная обработка полевых сейсморазведочных материалов 3D, на основе структурно-деформационного анализа построена трещинно-блоковая модель в пределах исследуемого участка, зоны трещиноватости классифицированы по режимам активизации и выраженности в динамических параметрах в целевом интервале баженовско-абалакского комплекса. Проанализирована история освоения и промысловые характеристики скважин, вскрывших комплекс. Были выработаны рекомендации по дальнейшему освоению месторождения, включающие в себя проведение ГТМ в уже пробуренных скважинах, составлена схема размещения добывающих скважин.

is still in early stages. The reason for this is because reservoirs at the Bazhenov have a complex structure and require a detailed study of deposit distribution patterns and composition. During the extensive drilling program in the 1990's, reliable formation testing and well stimulation methods were unavailable, which in a number of cases might have led to negative test when in fact commercial oil was present.

In any case, no proven technologies existed at the time to develop reservoirs of this type. All of these were the major obstacles faced when trying to develop the Bazhenov.

In 2011, based on structural deformation analysis of 3D seismic data, an experimental study was undertaken to understand and forecast the Bazhenov-Abalak, a system fractured-cavernous reservoir development zones at Palyanovskaya field. As part of the study, the fractured reservoir zones were mapped. Through specialized processing of 3D field seismic data, and based on structural deformation analysis, a fractured-block model for the research area was created. The fracture zones were categorized based on activation and intensity of dynamic parameters within the target interval of Bazhen-Abalak system. Production parameters were analyzed, as was the history of the historical wells. From this, recommendations

Полученные результаты позволили выделить в пределах зоны, изученной 3D сейсморазведкой, трещинно-блоковую структуру Пальяновской площади, образованную двумя системами разрывов, представляющих единую генерацию и образующих устойчивые тектопары. Первая система разрывов имеет субмеридиональное простирание, вторая - субширотное. Размеры образованных субширотной и субмеридиональной системами блоков составляют в среднем около 750 метров.

Для обеих систем разрывов характерна приуроченность их к приосевым участкам положительных структур, что является индивидуальной особенностью строения месторождений в этой части Красноленинского свода. К разломным узлам в пределах поднятий приурочены локальные максимумы амплитуд поднятий.

Опытно-промышленные работы на площади начались осенью 2012 года, когда было расконсервировано пять ранее пробуренных скважин. Затем компания приступила к бурению новой поисково-оценочной скважины № 153, из которой был отобран керн. Сопоставление полученных результатов с имеющимися данными по освоению пласта ЮК₀¹ дает основание утверждать, что на Пальяновском лицензионном участке, так же как и на ранее изученных месторождениях ХМАО, главным фактором, определяющим продуктивность скважин, является трещинно-блоковая структура. Наибольшие начальные дебиты характерны для скважин, расположенных на расстоянии менее 100 метров от осевых зон трещиноватости и разломных узлов. В частности, в скважине № 153 был получен приток нефти, превышающий 80 т/сут.

В результате выполненной типизации разреза по керновому материалу в баженовской свите по шести скважинам выявлено низкое содержание радиоларитов. Сумма прослоев радиоларитов составляет порядка 0,4 м от всего отобранного кернового материала по баженовской свите по скважине № 153, а по скважине № 601 – еще меньше. Поэтому связывать прослои радиоларитов и карбонатизированные прослои, которые могут являться потенциальными нефтесодержащими коллекторами, с нефтенасыщенным объемом нет оснований. В качестве объема остается рассматривать трещинную составляющую. Всего в отложениях баженовской свиты (нижней подсвиты) было выделено семь основных литотипов (рис.2).

В пределах северо-восточной части Пальяновской площади пласт ЮК₀-ЮК₀¹ залегает в интервале абсолютных отметок 2216–2414 м. Пласт

were given for field development in terms of well workover in existing wells, and where production wells should be drilled.

The fractured-block structure of the Palyanovskaya field was formed by two fault systems and form stable tectonic pairs. This was identified based on 3D seismic results for the area. The first fault system is submeridional, the second is sublatitudinal.

The size of blocks formed with submeridional and sublatitudinal systems average about 750 meters. Both fault systems are confined to axial zones, which is an individual characteristic of field structures in this part of the Krasnoleninskiy arch. Local maximum elevation amplitudes are confined to fault centers within elevations.

Pilot production at the field started in the fall of 2012, when 5 already drilled wells were reentered. Following this, the company then commenced drilling at appraisal well № 153 and sampled its core.

When comparing the results obtained from the core sample with the data for the YuK01 reservoir, the data gives grounds to the claim that the fractured block structure is the determining factor for production capacity of wells at Palyanovskaya field, as well as other earlier explored KMAO fields. The largest production rates are seen in wells located less than 100 from axial fracture zones and fault centers. For example, well № 153 demonstrated oil flow exceeding 80 t/day.

Categorization of the core samples in the Bazhenov suite demonstrated low radiolarite content for six wells. The total thickness of radiolarite interlayers was about 0,4 m from all core samples at Bazhenov suite for well № 153, and was even less for well № 601. On this basis, we have no grounds to relate radiolarite, and potentially oil-bearing carbonatized interlayers to the volume of potential oil production. Bearing this in mind, we can consider that the fracture component is the source of potential oil production.

A total of seven main lithotypes were identified for Bazhenov suite (lower subsuite) in deposits (fig.2) of the YuK₀-YuK₀¹ reservoirs in the north-eastern part of Palyanovskaya field, and are found between 2216 & 2414 m below sea level. The formation represents a compartmentalized reservoir consisting primarily of secondary interstices. Lithologically, the YuK₀-YuK₀¹ reservoir primarily consists of argillites with carbonate interlayers.

The overall thickness of YuK₀-YuK₀¹ reservoir averages 25,7 m; with a maximum thickness of 28,5 m which was recorded for well № 23 in the south-western part of the field. The minimum reservoir thickness is 21 m and is found in well №12338 in the western part of the field. There is a certain pattern to the reservoir thickness which depends on the structural plan.

Principal Lithotypes for Well № 153

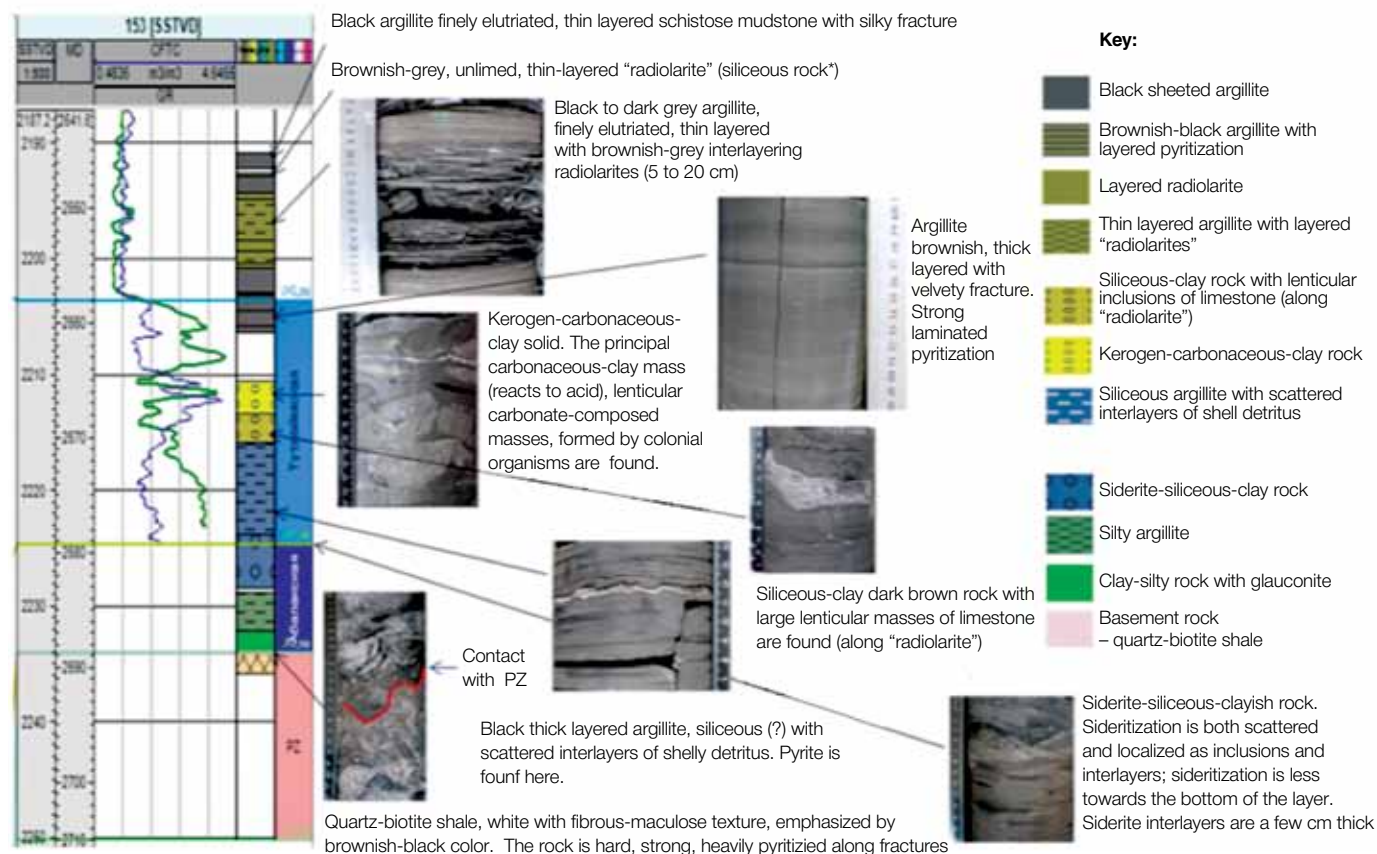


Figure 2: Lithological column and lithotype characteristic for well № 153 at the Palyanovskaya field

представлен расчлененным коллектором, состоящим преимущественно из вторичных пустот. В литологическом отношении пласт ЮК₀-ЮК₀¹ имеет преимущественно аргилитовый состав с прослойками карбонатов.

Общая толщина пласта ЮК₀-ЮК₀¹ в среднем составляет 25,7 м, максимальная толщина равна 28,5 м, зафиксирована в скв. №23Р в юго-западной части участка. Минимальная толщина пласта составляет 21 м, отмечена в скв. № 12338 в западной части месторождения. Наблюдается определенная закономерность в изменении толщины пласта в зависимости от структурного плана.

По результатам комплексной интерпретации данных геоинформационной системы, эффективная толщина пласта ЮК₀-ЮК₀¹ изменяется в пределах от 0,6 м (скв. №463Р) до 9,8 м (скв. №42Р), уменьшаясь в центральной части и увеличиваясь в направлении периферии. Средневзвешенная по площади эффективная толщина пласта ЮК₀-ЮК₀¹ составляет 5,8 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина имеет те же характеристики, что и эффективная.

На сегодняшний день для Пальяновской площади применима только одна гипотеза

Based on the results of GIS data interpretation, the net thickness of reservoir ЮК₀-ЮК₀¹ varies from 0,6 m (well № 463Р) to 9,8 m (well № 42Р), and decreases in its central part, and increases towards the margins. Then average reservoir thickness is 5.8m, and the net oil pay thickness has the same characteristics as the net reservoir thickness.

As of today, only one hypothesis related to distribution of pay zones is applicable, and that is to target clusters of "corridor" fractures. In the model created for Palyanovskoye field (fig.3), the main fluid-bearing fault zones from the pre-Jurassic complex to the Frolov suite run parallel to distribution of sub-Urals force line system. When analyzing the oil follows and production data this concept is confirmed.

The next steps in developing this project will include further drilling at the field. We are looking to drill a well in the near future to uncap the center of the intersection between the submeridional and sublatitudinal striking fracture zones. The well will be located in direct proximity to the north-east striking fracture zone, which based on the data, is promising in terms of potential production. We are planning a second well to uncap the fracture zone intersection, but at lower hypsometric levels, and a third well will be drilled at the intersection of the north east fracture zone, similar to well № 153.

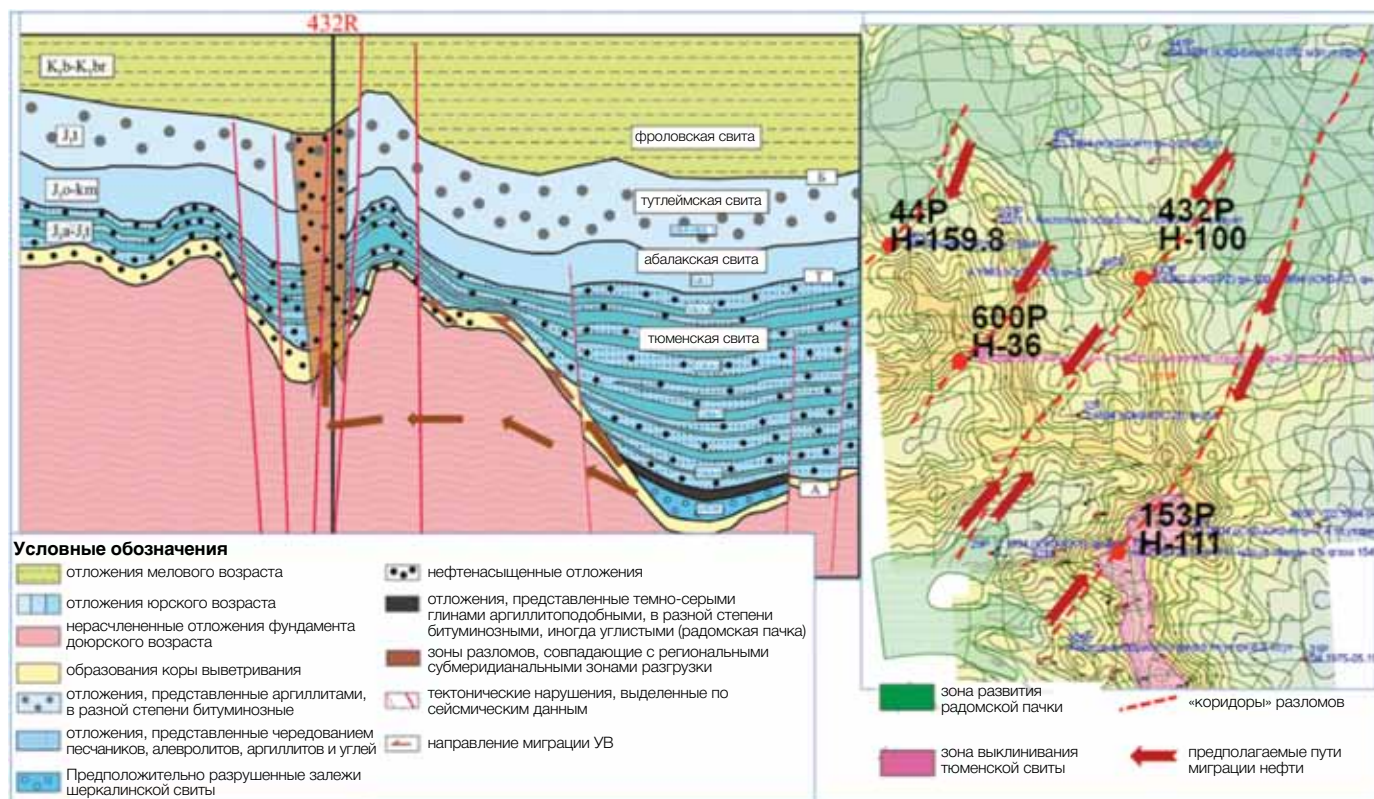


Рисунок 3: Концептуальная модель Пальяновского месторождения

распространения продуктивных зон – это формирующие кластеры «коридорных» трещин. В построенной концептуальной модели Пальяновского месторождения (рис.3) основные проводящие и флюидосодержащие разломные зоны от доюрского комплекса до фроловской свиты направлены параллельно распространению субуральского пакета силовых линий. Выполненный анализ стартовых дебитов и накопленная добыча подтверждает рассматриваемую концепцию.

Следующим шагом в реализации проекта станет продолжение бурения скважин на участке ОПР. Одной скважиной предполагается вскрыть узел пересечения зон трещиноватости широтного и субмеридионального простирания. Скважина будет расположена в непосредственной близости от зоны трещиноватости северо-восточного простирания, с чем связаны предпосылки для ее высокой продуктивности. Другой скважиной предполагается вскрыть узел пересечения зон трещиноватости, но на менее высоких гипсометрических отметках. Третья скважина будет пробурена на узле пересечения зон трещиноватости северо-восточного простирания, как и скважина № 153. При этом участок бурения находится на более низких гипсометрических отметках и содержит среднеюрские отложения. Проведение необходимого комплекса

Drilling layers located at lower hypsometric levels contain pre-Jurassic deposits, and carrying out the relevant research in three new wells will provide data to evaluation reservoir properties and their production data. This will help provide the information needed to overcome challenges that include:

- » Lack of clear understanding about the reservoir, its lithology and capacity properties, and unknown reserves;
- » Lack of fracturing indicators as well as information on density and size of fractures;
- » Lack of reliable data on current operating wells and little understanding of the net pay thickness and filtration;
- » Steep declines in previously operated wells and therefore no reservoir models for comparison;
- » Unknown influence of withdrawals to the density of remaining reserves and formation pressures (consequence of points 1 and 2).

The key objectives for the next stages of filed development are to drill higher elevations, sidetracking, testing horizontal drilling and multistage fracturing technologies as well as testing chemical and physical well stimulation methods. For some of the wells at the Frolov, Bazhenov and Abalak suites, we plan to carry out core sampling, geophysical research and dynamic well testing.

In summary, it is safe to say that development of shale oil at Krasnoleninskoye field is moving in the right direction. Moving forward unconventional field development will help to extend the lifecycle of our conventional fields and indeed the experience we have gained at the Palyanovskaya field will be useful for new projects.

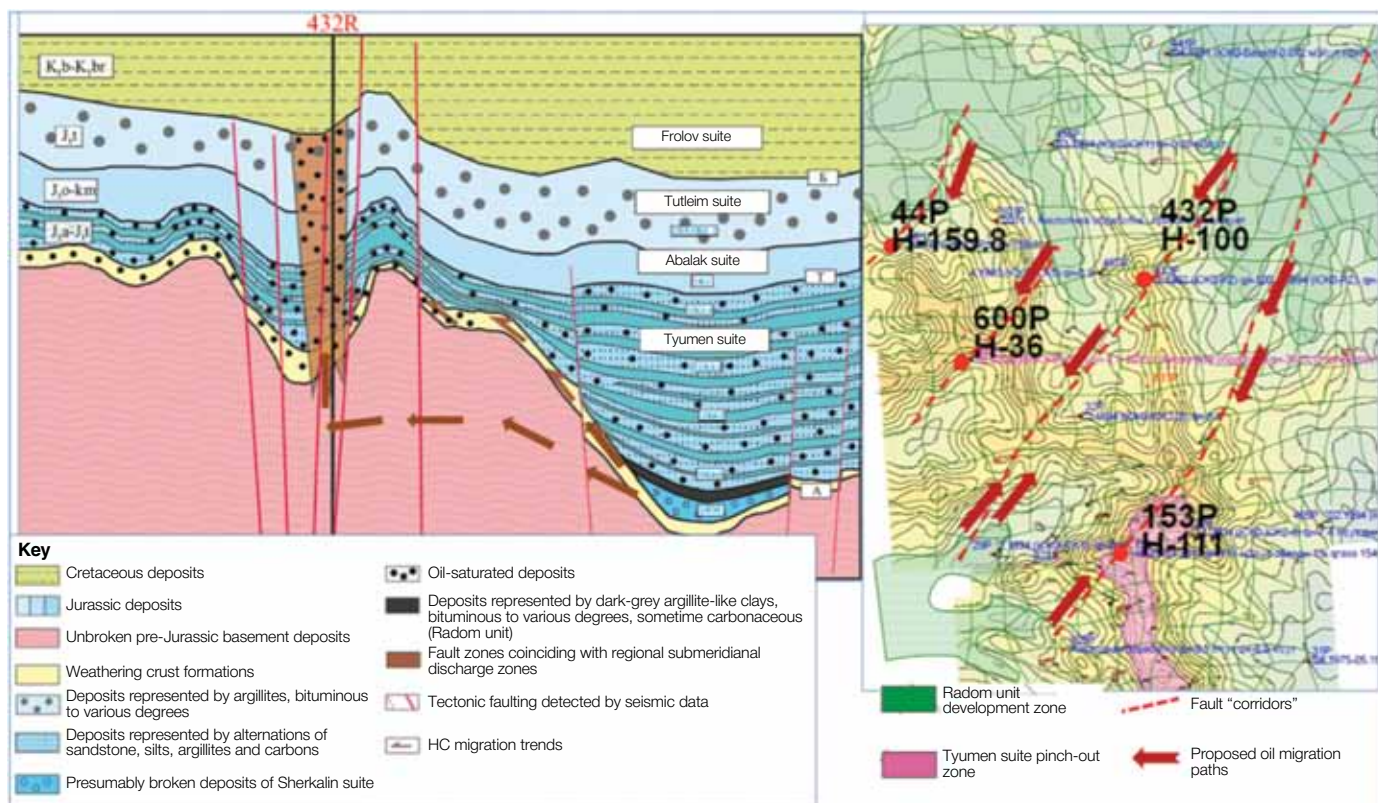


Figure 3 : Palyanovskoye deposit Conceptual model

исследований в трех новых скважинах позволит получить данные для оценки фильтрационно-емкостных свойств пласта, а опыт их эксплуатации поможет уточнить информацию по нескольким важным аспектам, таким как:

- » отсутствие четкого представления о коллекторе, его литологии и емкостных свойствах, как следствие – о неопределенности объема запасов;
- » отсутствие определений трещиноватости, информации о плотности и размере трещин;
- » низкое число достоверных исследований работающих скважин, отсутствие информации об эффективной мощности пластов и фильтрационных свойствах;
- » резкое падение дебита эксплуатировавшихся скважин, и как следствие – неприменимость в расчетах модели неограниченного пласта;
- » неизвестная степень влияния отборов на плотность остаточных запасов и пластовое давление (следствие пунктов 1 и 2).

Задачей следующих этапов развития проекта станет оценка возможности проведения

углублений скважин с вышележащих горизонтов, зарезка боковых стволов, апробация технологий горизонтального бурения и многостадийного ГРП, а также технологий ОПР по интенсификации работы пласта химическими и физическими методами. На некоторых скважинах планируется проведение расширенного комплекса исследований (отбор керна, ГИС, ГДИС) по группе пластов фроловской, баженовской и абалакской свит.

Подводя итоги проделанной работы можно сказать, что проект разработки залежей сланцевой нефти на Краснотенинском месторождении развивается в правильном направлении. В будущем эффективная разработка нетрадиционных запасов углеводородов позволит существенно продлить срок эксплуатации традиционных месторождений компании, а полученный на Пальяновской площади опыт будет востребован в рамках новых проектов.