



СТРЕМИМСЯ
К БОЛЬШЕМУ!

А.А.Тимиргалин, М.Г.Буторина, Н.О. Новиков (ООО «Газпромнефть НТЦ»)
Г.В. Волков, И.Р.Мукминов, Н.А.Парфенов (ООО «ГПН-ГЕО»)

A.A.Timirgalin, M.G.Butorina, N.O. Novikov (Gazpromneft STC LLC)
G.V. Volkov, I.R.Mukminov, N.A.Parfenov (Gazpromneft – GEO LLC)

Газпром нефть: Региональная модель Ачимовской толщи как бизнес-инструмент для формирования портфеля новых опций ГРП Западной Сибири

Gazprom Neft: Achimov Strata Regional Model Used as a Tool for Building a New Geological Exploration Option Portfolio in West Siberia

Введение

Ресурсная база Западной Сибири (ЗС) нуждается в восполнении для поддержания текущих показателей разработки. Запасы, приуроченные к классическим структурным ловушкам, диагностированы и закартированы по основным разрабатываемым горизонтам на всей территории ЗС. Пополнение ресурсной базы за счёт таких запасов малоэффективно в связи с тем, что невыделенные ловушки таких типов маломощны, или залегают на больших глубинах, что в итоге негативно влияет на качество ресурсной базы и экономическую эффективность их вовлечения в разработку.

Introduction

The West Siberia (WS) resource base needs to be replenished to maintain the current development indicators. The reserves associated with the classic structural traps have been identified and mapped as part of the major horizons developed across the WS area. The resource base replenishment from these reserves is ineffective because the traps are thin, or they occur at great depths, which negatively affects the resource base quality and their development economic efficiency.

Currently the Achimov strata is a resource base growth and reserve replacement driver as it is ubiquitous

Драйвером роста и восполнения ресурсной базы в текущих условиях являются отложения Ачимовской толщи (АТ), повсеместно развитые в ЗС на глубинах 2500 – 3500м и генетически являющиеся глубоководными отложениями конусов выноса. Преимущество вовлечения этих отложений в разработку зачастую связано с приуроченностью к действующим активам, где добыча ведется из выше- и нижезалегающих геологических объектов, сложность – с литологическим типом ловушек, не диагностируемым прямым анализом сейсмических материалов, а также крайне слабой изученностью отложений по площади ЗС. Учитывая, что изменчивость свойств по площади является отличительной чертой отложений АТ, фактор слабой изученности бурением существенно осложняет понимание потенциала отложений.

С целью определения и оценки наиболее перспективных участков для вовлечения в разработку отложений АТ в «Газпром нефти» была проведена работа «Региональная оценка и зональное изучение перспектив нефтегазоносности Ачимовской толщи Западной Сибири».

Цель и задачи – сформировать надёжный инструмент поиска и прогноза потенциальных опций (ЛУ для приобретения), используя сгенерированные региональные карты критериев (различные характерные свойства и их комбинации), построенные на основе обобщения данных по всей территории Западной Сибири.

Метод

Портфель перспективных опций формируется как результат выполнения нескольких работ, каждая последующая из которых является логическим продолжением предыдущей:

- на основе региональной модели масштаба всей Западной Сибири выделяются перспективные области для изучения (выделено несколько регионов в разных административных округах)
- после ранжирования в соответствие с пулом разработанных критериев и учёта потребностей дочерних обществ «Газпромнефть» иницируются «зональные проекты» для оценки территории внутри административного округа (на границе нескольких округов). По завершению зонального этапа формируется пул наиболее обеспеченных запасами ЛУ
- по приоритетным лицензионным участкам выполняется ГЭО (геолого-экономическая оценка) для оценки стоимости опции с учетом проведения программы ГРП. В рамках ГЭО проводится детальная геологическая оценка всего потенциального этажа нефтеносности.

across West Siberia at the depths from 2500m to 3500m, genetically these are deep-water deposits of fans. Bringing these deposits into development is advantageous due to their proximity with existing assets where production is performed from the above and below the geological objects; but it is complex due to the lithologic type of the traps and due to the extremely low exploration knowledge of the deposits across the WS area. Since this area's Achimov deposits characteristics vary greatly, understanding their potential is hindered by a lack of proven drilling history in the area.

The work "The Regional Assessment and Zonal Study of the Achimov Sequence Potential Oil and Gas Bearing Capacity in the West Siberia" was carried out in Gazprom Neft to identify and assess the most prospective areas for bringing them into development.

The goal and objectives of this work are to develop a tool for searching and predicting the potential options (license areas for acquisition) using the existing regional maps based on various criteria (characteristic properties and their combinations) and using the data generalized over the entire West Siberian region.

The Method

The portfolio of the potential production options is the result of a series of studies, each of which was a logical continuation of the preceding one:

- Based on the West Siberian regional model, prospective areas were delineated for exploration (several regions were selected across various administrative districts);
- After ranking the targets in accordance with the set of selected criteria and considering the preferences from Gasprom Neft's subsidiaries, several regional projects were launched to assess the areas located across multiple administrative boundaries and districts. After the zonal phase was finished the portfolio of the resource-rich license areas was generated;
- A geological and economic assessment was carried out in the higher priority license areas, to evaluate the development cost, considering the prospecting and exploration program that would be implemented. A detailed geological evaluation of the entire oil saturated layer was then carried out as part of the geological and economic assessment.

The work describes a methodological approach to developing the Achimov regional model with consideration of the geological, technological and economic risks.

The total activity area amounted to approximately 1.5mln. km². Data from more than 5300 wells, the 2D

В данной работе будет описан разработанный методический подход к построению региональной модели ачимовской толщи, учитывающей геологические, технологические, а также экономические риски.

Общая площадь работ составляла порядка 1.5 млн км². В работе использовались данные более чем по 5300 скважинам, объём 2Д региональных сейсмических исследований составил ~63 000 пог.км., объём площадных 2Д сейсмических исследований ~263 000 пог.км. (плотность съёмки 0,6-2 пог.км/км²). В работе участвовали данные керновых исследований по 198 скважинам, отобрано свыше 20 000 образцов, 800 капиллярных кривых и 450 результатов испытаний скважин. Основной принцип, позволяющий выделить перспективные для бизнеса опции – интеграция и анализ многочисленных и разномасштабных материалов, которые, в свою очередь, являются комплексным продуктом (карты геологических, технических и экономических рисков, карты изученности и перспективности).

Сейсмо-геологическая корреляция:

Для увязки сейсмических материалов и понимания пространственного положения были прослежены основные реперные региональные горизонты Г, М, Б, А.

Далее была локализована зона распространения пластов ачимовской толщи в Западной Сибири (порядка 1 млн км²). Прослежено 14 клиноформенных комплексов, залегающих в основании неокома в виде кулисообразных линзовидных тел субмеридионального простираения в стратиграфически скользящем диапазоне от берриаса на востоке до готерива на западе. При пикировании руководствовались принципами секвенс-стратиграфии, прослеживалась пачка, выдержанных по площади трансгрессивных глин, контролирующих этап формирования отложений АТ.

Подобный подход позднее был предложен и защищён коллективом авторов С.А.Горбунов, А.А.Нежданов, А.А.Сподобаев в работе «Единая система индексации ачимовских резервуаров для лицензионных участков ПАО «Газпром» на территории ЯНАО». Периоды трансгрессий можно разделить по возрасту и в пределах выделенного возрастного окна (клиноциклит региональной модели) вводить индексы, позволяющие разделить объекты с необходимой степенью детальности с последующей возможностью сопоставить выделенные элементы на разных месторождениях для более корректного поиска аналогов.

regional seismic survey volume amounted to ~63,000 linear km, the 2D ariel seismic survey volume made up 263,000 linear km (shooting density ranged from 0.6 to 2 linear km/km²) was used.

The work involved core sampling analysis data from 198 wells using more than 20,000 samples, 800 capillary curves and 450 well tests. The integration and analysis of different scale maps (geological, technological and economic risk maps, the field data coverage maps and the prospectivity maps) were the major principles for selecting the potential options for commercial development.

Seismic Geological Correlation:

To link the seismic data and to understand the spatial position, the main reference regional horizons G, M, B, A were traced.

Further on, the Achimov distribution area was localized (about 1 mln sq.km). 14 clinoform complexes were traced, occurring in the base of the Neokomian in the form of echelon lense like masses of submeridional extension in stratigraphically sliding range, from the east of the Berriasian to the Hauterivian on the west. The sequence stratigraphy principles were applied in the selection process and a transgressive clay unit was detected across the area controlling the Achimov sequence formation stage.

A similar approach was later suggested and defended by a team of authors such as S.A.Gorbulnov, A.A.Nezhdanov, A.A.Spodobayev in their work "The Achimov Reservoir Uniform Indexation System Used in the PAO Gasprom License Areas in the Yamal-Nenets Autonomous District". The transgression periods can be divided by age by way of entering indices within each selected age window (the clinocyclite in the regional model) which can divide targets with the desired level of detail, and enables a comparison with the delineated targets of various fields for a more specific search of their analogues. Additionally, work was carried out on assessing the accommodative space within the boundaries of the delineated clinocycles; the outcomes of that work were used while selecting the analogues.

The methodology for detecting the conditional seismic horizon controlling the Achimov deposit upper boundary which enabled the mapping of the eastern and the western boundaries of the clinoform deposits and the indexation of each relevant cyclite (Figure 1).

Petrophysical Model:

The core sample data of 198 wells, using 20 thousand samples, was used to build the Achimov clinoform complex petrophysical model. Due to the large scale of

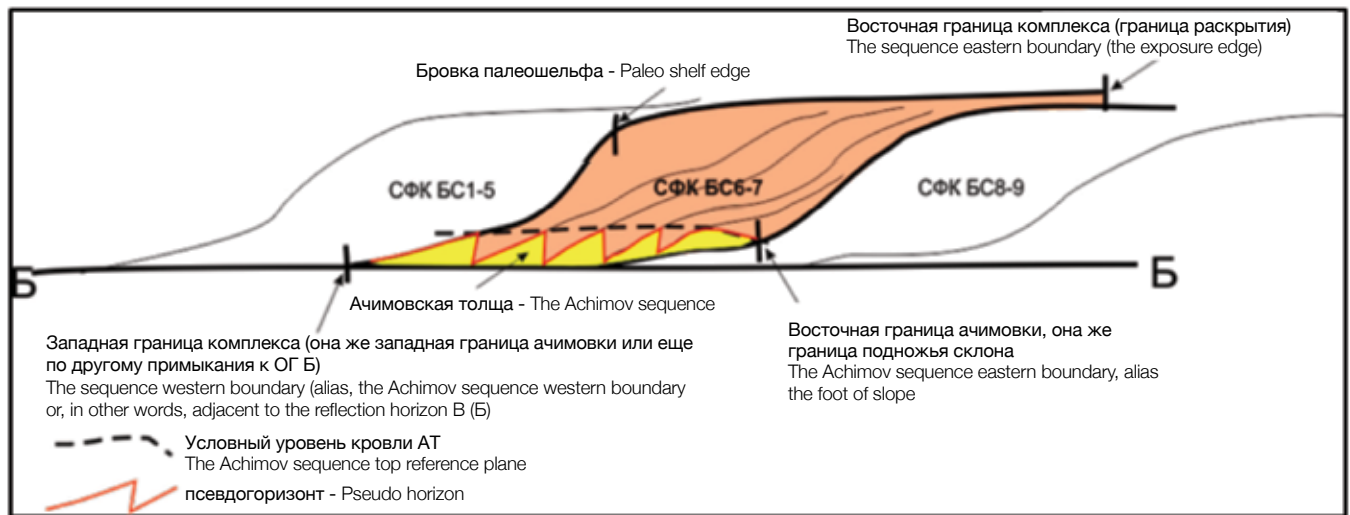


Рис. 1: Рисунок 1. Схематическая модель строения АТ Fig. 1: The Achimov sequence structure schematic model

Дополнительно была проведена работа по оценке геометрии аккомодационного пространства, в пределах выделенных клиноциклов, результаты этой работы привлекаются при выборе аналогов.

Была предложена методика по прослеживанию условного горизонта, контролирующего верхнюю границу ачимовских отложений, что позволило закартировать восточную и западную границу фондоформенных отложений, а также присвоить каждому циклиту соответствующий индекс (Рисунок 1).

В основу работ по построению петрофизической модели Ачимовского клиноформенного комплекса Западной Сибири легли данные керновых исследований по 198 скважинам и более чем 20 тысячам исследованных образцов. Ввиду масштабности работы, многие петрофизические зависимости учитывали регион расположения изучаемой скважины. В частности, для корректной оценки характера насыщения пласта была построена карта изменения минерализации пластовой воды. Проведенные испытания скважин показали различие флюидов на севере изучаемой зоны (преимущественно притоки газа и газоконденсата) и юге (преимущественно притоки нефти). Использование в петрофизической модели различных граничных значений для нефтенасыщенных и газонасыщенных коллекторов позволяет корректно оценить объем горных пород, занятых флюидом. По результатам проведенного анализа была проведена кластеризация областей распространения АТ, основанная на различиях по ФЕС и свойствам флюида, с целью подбора типовых технологических решений для каждого кластера.

Картопостроение, оценка рисков:

Цель этапа - оценка количества и качества

this work, many petrophysical relationships considered each well's location. In particular, the mapping of changes in the formation's water salinity was built up to correctly evaluate the reservoir's saturation behavior. The tests revealed some differences between the fluids in the northerly explored area (predominantly gas and gas-condensate inflows) and in the southwardly area (predominantly oil inflows there). The petrophysical model used various data sets from the saturated reservoirs which enabled a more accurate evaluation of the saturated rock volume. Based on the analysis, the Achimov sequence distribution area clustering was carried out using the differences in the reservoir and fluid properties, in order to selecting generic technological solutions for each relevant cluster.

Map Generation, Risk Evaluation:

The goal in this phase was to evaluate the quantity and quality of the resource base based on the field data coverage of each relevant region; then ranking each by priority and planning further appraisal projects for implementation.

The following elements were fundamental for generating the prospecting map using the suggested methodology: the resource base quantity map, the resource base quality map, the risk map considering both geological (gCoS), technological (tCoS), and economic risks (eCoS). More than 45 regional scale maps were generated and analyzed in order to carry out the resource base evaluation, using the State Reserves Register, geological records, 2D seismic exploration materials and various wellbore data.

The list of major maps used for generating the integrate prospect map includes the following:

- The A,B,M (A, Б, M) reflection horizon structural maps of the entire exploration area;

ресурсной базы с учетом изученности по региону для последующего ранжирования территории работ по приоритетности и планирования проектов доизучения.

Основными элементами для формирования карты перспективности по предложенной методике являлись: карта количества ресурсной базы, карта качества ресурсной базы, карта рисков, учитывающая как геологические (gCoS), так и технологические (tCoS) и экономические риски (eCoS).

Для выполнения оценки РБ было построено и проанализировано более 45 карт регионального масштаба на основании данных государственного баланса, геологических отчетов, 2Д CPP, а также скважинной информации.

Перечень базовых карт для построения интегральной карты перспективности включает в себя:

- структурные карты по отражающим горизонтам А, Б, М в границах всей территории изучения;
- структурные карты по клиноциклитам;
- структурные карты по кровле ачимовской толщи (АТ);
- карты толщин АТ (общие, эффективные, нефтегазонасыщенные);
- карты ФЕС (пористость, проницаемость);
- карты свойств флюида (плотность, газосодержание, доля типа флюида ЖУВ/газ);
- карты пластовых давлений, температур, коэффициентов аномальности пластовых давлений);
- карты характеристик баженовской свиты (палеотемпературы, современные температуры, зрелость ОВ и т.д)
- палеогеографические карты (берриас, ранний валанжин, поздний валанжин, готтерив).

- The clinocyclites structural maps;
- The Achimov sequence top structural maps;
- The Achimov sequence maps (gross, net pay, oil and gas saturated thicknesses)
- Maps with reservoir characteristics (porosity, permeability);
- Fluid property maps (density, gas content, share of the fluid type liquid HC/gas);
- Maps with the formation pressure, temperature and anomalous pressure data);
- The map of rock properties from Bazhenov Strata (paleotemperatures, present temperatures, HC maturity, etc)
- Paleographic maps (the Berriasian, the Early Valangian, the Late Valangian, the Hauterivian).

The **resource quantity** estimation (Figure 2) was carried out using the volumetric method for oil and for gas, consequently, using the discovered field data verification. The regional volumetric maps generated during this project were used as the initial data.

The **quality resource base** evaluation (Figure 3) was carried out by combining the reservoir filtration and the reservoir potential maps – the parameters that determine the individual well initial flow rate, according to the Dupuis formula.

The 5-factor analysis methodology was applied to evaluate the **geological risks**, estimating the geological chance for success, considering the source rock presence and maturity, the migration routes, the presence of reservoir, traps and cap rock.

The trap availability related risk magnitude (Рл) was determined by the degree of seismic knowledge, the research method accuracy (the mapping contour error control), the trap type, size and seal (structural, lithologic or stratigraphic one). A geological basis for this

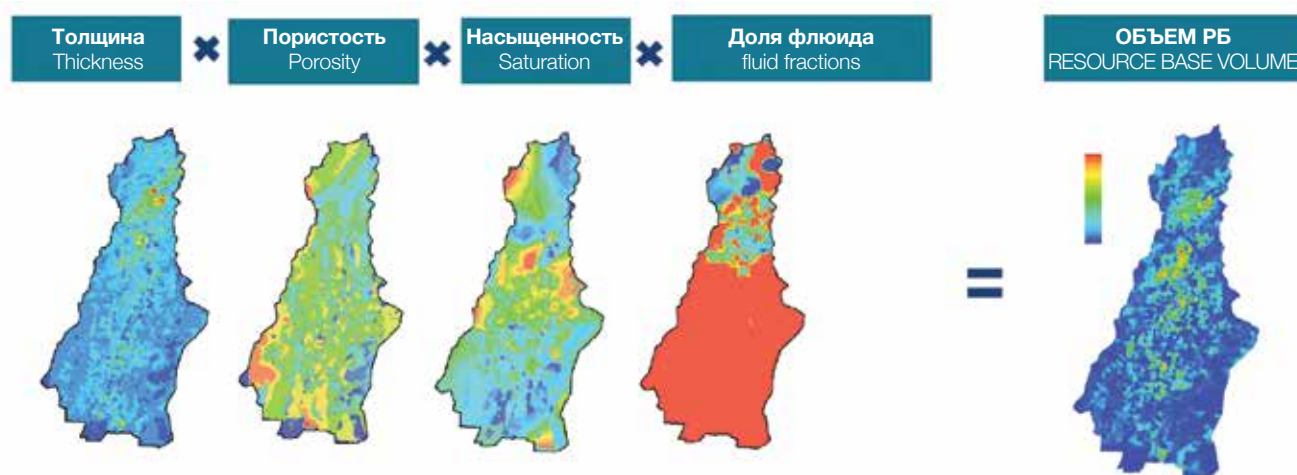


Рис. 2: Рисунок 2. Построение карты объема ресурсной базы Fig. 2: The resource level map development



Рис. 3: Рисунок 3. Построение карты качества ресурсной базы Fig. 3: The resource quality map development

Оценка **количества ресурсов** (Рисунок 2) проводилась объемным методом для нефти и для газа с дальнейшей верификацией на открытые месторождения. В качестве исходных данных использовались региональные карты подсчетных параметров, полученные в ходе работы.

Оценка качества ресурсной базы (Рисунок 3) проводилась путем комбинации карты фильтрационного и энергетического потенциала пласта – параметров, определяющих потенциальный стартовый дебит единичной скважины по формуле Дюпюи.

Для оценки **геологических рисков** была применена методика 5-ти факторного анализа шанса геологического успеха, учитывающая вероятность наличия и зрелость нефтематеринской породы, пути миграции, присутствие коллектора, ловушки и покрышки.

Величина **риска по наличию ловушки** (Рл) определяется степенью сейсмической изученности, точностью методов исследования (погрешность структурных построений), типом ловушки, ее амплитудой и наличием замыкания (структурного, литологического, стратиграфического). В качестве геологической основы для оценки данного параметра были использованы карта точности структурных построений, а также структурные карты кровли ачимовской толщи, построенные по данным региональных и площадных СРР.

Риск по **наличию коллектора** (Рк) определяется в соответствии с обстановкой осадконакопления и прогнозными картами эффективных толщин. Для определения данного параметра были использованы карты эффективных толщин ачимовской толщи, построенные по

evaluation was served by the accurate contour map, as well as some other maps related to the Achimov sequence top, using the regional seismic exploration data across the area.

The **reservoir presence related risk** (Рк) was determined in accordance with the sedimentation conditions and the net pay prediction maps. The Achimov net pay zone maps were used to determine this parameter, developed on the seismic exploration and well data materials, as well as the paleographic maps of the relevantly aged clinocyclites were used.

The **rock quality factor** (Рс) was determined by the characteristics of cap rocks and the structural history of the region – the presence of tectonic dislocations, the gross thickness and the fluid seal quality, the remoteness from the stratigraphic pinchout line, as well as the presence of abnormally high formation pressure zones. The West Siberia tectonic map, the Pre-Mesozoic basement map and the anomalous pressure map were used as the geological basis. The key factor in this analysis, determining the rock quality, was the presence of faults from B to M.

The **presence of oil and gas source rocks** (РНН) in the area under consideration was determined using the following geological information: the organic matter maturity map, the oil generating potential map, the rock paleotemperatures map, the Bazhenov Strata rock present temperatures map, the map of the HC concentration mean values in the Bazhenov Strata sedimentations and its analogues, the HC catagenesis map. The thermal maturity (the catagenesis stage), the organic carbon content, as well as the fact that the HC fields were discovered in the neighboring areas served as the key parameters in determining the risk magnitude value.

материалам СРР и скважинным данным, а также палеогеографические карты соответствующих возрастов по клиноциклитам.

Фактор *сохранности* (P_c) определяется характеристиками покрывки и историей тектонического развития региона – наличием тектонических нарушений, общей толщиной и качеством флюидоупора, удаленностью от линии стратиграфического выклинивания, а также наличием зон АВПД. В качестве геологической основы были использованы тектоническая карта Западной Сибири, геологическая карта домезозойского основания, карта аномальности пластового давления. В данном анализе основополагающим фактором, определяющим сохранность, было наличие разломов от Б до М. Наличие нефтегазоматеринских пород (P_{np}) для территории изучения определялся с использованием следующей геологической информации: карта зрелости органического вещества, карта нефтегенерационного потенциала, палеотемпературы пород, современные температуры пород баженовской свиты, осредненные концентрации ОБ в отложениях баженовской свиты и ее аналогов, карты катагенеза ОБ. Определяющими величину риска параметрами являются степень преобразованности ОБ (стадия катагенеза), содержание Сорг, а также факты открытия на прилегающих территориях месторождений УВ.

С использованием аналогичного предыдущим двум пунктам набора исходной информации, оценивался риск по наличию путей миграции (P_m), который определяется расстоянием от очага УВ-генерации до ловушки и наличием разломов.

Под технологическими рисками при проведении региональной оценки подразумевались

The migration routes presence related risk (P_m) was evaluated using the same set of input information, characterized above, which was determined using the distance from a petroleum charge to a trap, and by the presence of faults as well.

Doing the regional evaluation, the probable factors complicating the drilling of hi-tech wells (horizontal well with multi-stage hydraulic fracturing), presently believed to be one of the major technologies for the Achimov sequence development, were seen as the technological risks. The Achimov sequence depth maps, the anomalous pressure maps and the formation pressure maps were used to evaluate those technological risks.

In order to evaluate the economic risks, the analysis was carried out to define the distance of development targets from the infrastructure facilities, such as: compressor stations, oil pumping stations, roads, oil, gas and condensate pipelines. This information enabled ranking the geologically prospective targets based on their readiness for development and the amount of the expenses necessary for additional infrastructure construction.

The Integrated Risk map was generated as a result of combining geological, technological and economic risk maps (Figure 4).

The integral map was developed using Gazprom Neft's methodology for the comprehensive evaluation of field data coverage (Figure 5). This map helps avoid any misinterpretation of the area's potential bearing capacity which often results from interpolation – when data is not supported with factual information (seismic exploration, well data, etc.).

This analysis was carried out for the entire Achimov strata area to define how the area is covered and

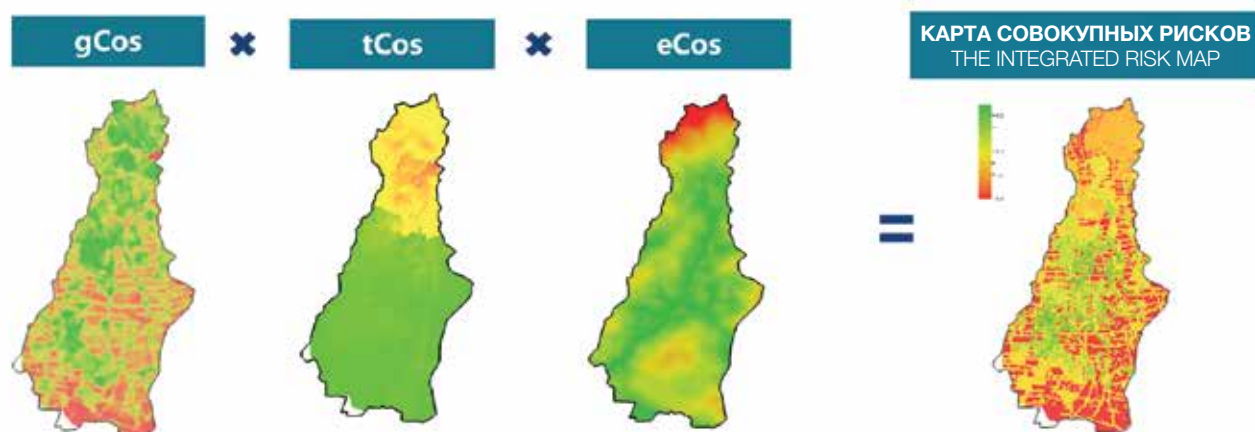


Рис. 4: Построение карты совокупных рисков Fig. 4: The Integrated Risk map development

возможные осложняющие факторы при бурении высокотехнологичных скважин (ГС с МГРП), которые уже считаются базовой технологией для разработки АТ. Для оценки технологического риска были использованы карты глубины залегания АТ, коэффициента аномальности пластового давления, пластовой температуры.

С целью оценки экономических рисков был проведен анализ удаленности от совокупности объектов инфраструктуры: компрессорных станций, нефтеперегонных станций, автодорог, нефте-, газо- и конденсатопроводов. Данная информация позволяет ранжировать перспективные с точки зрения геологии объекты относительно их готовности к вводу в полномасштабную разработку и количеству необходимых затрат на строительство дополнительных инфраструктурных объектов.

В результате комплексирования карт геологических, технических и экономических рисков была построена карта совокупных рисков (Рисунок 4).

В качестве метрики уверенности выделения потенциально перспективных областей, была построена интегральная карта с использованием методики «Газпром нефти» для комплексной оценке геологической изученности (КОГИ) (Рисунок 5). Данная карта позволяет избежать заведомо неверной трактовки потенциала участка, зачастую являющегося результатом интерполяции – не подтвержденного фактическими данными (СРР, скважины).

Вся территория распространения АТ была проанализирована на предмет охарактеризованности геолого-геофизической информацией, позволяющей составить представление о строении геологического объекта и его свойствах. Рассматривалась изученность СРР, бурением, геофизическими исследованиями скважин, керновыми исследованиями, наличие испытаний, а также данные разработки. Для каждого из приведенных критериев были построены карты, комбинация которых позволила сформировать суммарную карту изученности. Результирующая карта была отмасштабирована от 0 до 1, где изученность выше 0.65 подразумевает достаточность данных для начала проведения опытно-промышленных работ, от 0.25 до 0.65 – возможность формирования зональных проектов для выделения перспективных опций и менее 0.25 – поисковых проектов для оценки перспективности территории.

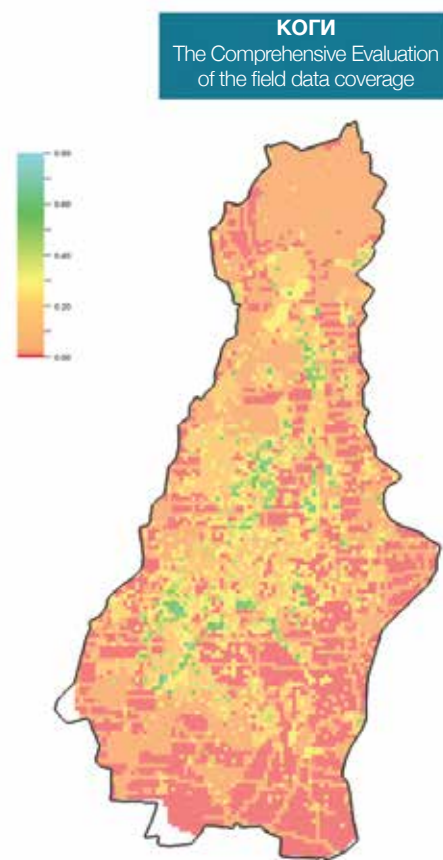


Рис. 5: Рисунок 5. Карта комплексной оценки геологической изученности (КОГИ)

Fig. 5: The field data coverage comprehensive evaluation map

supported by the geological and geophysical information, ensuring the knowledge of the geological play structure and its properties. The coverage by seismic and well (including drilling, log, test, core, field development) data were considered. Maps were developed based on each of these criteria and their integration made it possible to create the field data coverage map. The resulting map was scaled from 0 to 1 where the index of the field data coverage over 0.65 means that data is sufficient for pilot commercial development, the index ranging from 0.25 to 0.65 means that zonal projects can be prepared for delineating prospective options, and the index of 0.25 means that prospecting projects can be implemented to evaluate the area's potential hydrocarbon bearing capacity.

The integration of the quantity map, the resource base quality map, the risk map and the field data coverage map resulted in the Achimov Suit Prospectivity Integral map which was the foundation for selecting the key zonal projects for further exploration and the geologic-economic appraisal.

В результате комбинации карт количества, качества ресурсной базы, карты рисков и карты геологической изученности была создана интегральная карта перспективности отложений АТ, на основании которой были выделены ключевые зональные проекты для дальнейшего изучения и геолого-экономической оценки.

Выводы

В рамках проекта «Большая Ачимовка» выработан трехступенчатый подход к наполнению бизнес-портфеля перспективными опциями. Первая ступень – выполнена региональная оценка перспективных зон. Модель актуализируется после выполнения зональных проектов, используется для выделения менее крупных зон интереса. Перспективные зональные проекты первого приоритета – вторая ступень – позволили выделить потенциальные ЛУ для оценки ресурсов по всему геологическому разрезу. Финализирующая третья ступень подразумевает проведение ГЭО для ранжирования выделенных опций с учётом затрат на ГРП.

Реализация прогрессивного подхода стала возможной после проведенных работ по созданию интегральной региональной модели, объединившей в себе следующую информацию:

- количество ресурсов,
- качество ресурсов,
- геологические, технологические и экономические риски,
- степень изученности.

Над проектом работала кросс-функциональная команда, объединившая в себе как традиционные для ГРП компетенции по геологии, сейсмике, петрофизике, так и смежные – разработка, инфраструктура, экономика, информационные технологии.

Результатом работы является бизнес-инструмент для эффективного поиска и оценки перспективных зон для восполнения и наращивания ресурсной базы Компании.

Благодарности

Выражаем благодарность коллегам, принявшим участие в создании региональной модели:

А.А. Минич, С.Н. Рассказова, А.И. Севостьянов, Д.В. Солодов, Г.М. Тимошенко, Э.Э. Фаттахов, ООО «Газпромнефть НТЦ», ООО «ГПН-ГЕО», ФАУ «ЗапСибНИИГГ», ООО «НГТ-Инжиниринг».

Список литературы

1. Дучков А.Д., Соколова Л.С. Тепловой поток

Conclusions

A three-stage approach was elaborated to fill the business portfolio with prospective options. The first stage includes the implementation of the prospective zone regional evaluation. The model becomes actual after the implementation of zonal projects and is used for delineation of less interesting zones. The priority prospective zonal projects represent the second stage – they make it possible to delineate the license areas to evaluate the resources across the entire geological cross-section. And the final third stage means carrying out economic-geological evaluation for ranking the selected options, considering the expenses demanded for the geological prospecting and exploration.

The implemented progressive approach became possible due to the activities carried out to develop the integral regional model which comprised the following information:

- The resource base quantity;
- The resource base quality;
- The geological, technological and economic risks;
- The field data coverage.

A cross-trained team of experts worked on the project including experts from the geological prospecting and exploration expertise, such as geology, seismic, petrophysics, and from some other related disciplines, such as development, infrastructure, economics, and information technologies.

This work resulted in the creation of a business tool for the effective prospecting and evaluation of potential petroleum bearing areas, to replenish and build up the Company's resource base.

Credits

We express our thanks to the colleagues who took part in the development of the regional model:

A.A.Minich, S.N.Rasskazova, A.I.Sevostyanov, D.V.Solodov, G.M.Timoshenko, E.E.Fattakhov, "Gaspromneft NTC", LLC, "GPN-GEO", LLC, FSUE "ZapSibNIIGG", "NGT Engineering", LLC.

List of references

1. A.D. Duchkov, L.S. Sokolova Heat Flow in the West Siberia. In "The Methodology and Results of Geothermal Research". Novosibirsk, 1979, pp.5-16.
2. A.R. Kurchikov B.P.Stavitsky Geothermy of the Oil and Gas Bearing Provinces in the West Siberia. Moscow, Nedra, 1987 p.132.
3. A.A.Nezhdanov Riftogenic model of West Siberian basin as a basis for new oil and gas accumulation zones forecast. Materials of the international symposium

Западной Сибири. В кн. «Методика и результаты геотермических исследований». Новосибирск, 1979, с. 5-16.

2. Курчиков А.Р, Ставицкий Б.П. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири. М. Недра, 1987, с. 132.

3. Нежданов А.А. Рифтогенная модель Западно-Сибирского бассейна как основа прогноза новых зон нефтегазоаккумуляции. Тезисы доклада международного симпозиума «Геодинамическая эволюция осадочных бассейнов», Москва, М., 1992. с. 104.

4. Сурков В.С., Жеро О.Г., Смирнов Л.В. Изд. Тектоника нефтегазоносных районов Западной Сибири. Основные этапы тектонического развития фундамента Западно-Сибирской плиты. Новосибирск, СНИИГГиМС, 1971, вып. 132.

5. Сурков В.С. Геотермическая характеристика платформенного чехла центральной части Западно-Сибирской плиты и её связь с геологическим строением фундамента. Вопросы разведочной и промысловой геофизики в Западной Сибири. Новосибирск, СНИИГГиМС, 1972.

Материал любезно предоставлен компанией ПАО «Газпром нефть» и журналом «ПРОнефть»

“Geodynamic evolution of sedimentary basins”, Moscow, 1992. P.104.

4. V.S. Surkov, O.G. Zhero, L.V. Smirnov Tectonics of oil and gas regions of West Siberia. Main stages of West Siberian plate basement tectonic evolution. Novosibirsk, SNIIGGIMS, 1971. Iss. 132.

5. V.V. Surkov Geothermal characteristic of central part of West Siberian plate platform cover and its connection with geological structure of basement. Issues of exploration and field geophysics in West Siberia, ed. V.S. Surkov, L.A. Sigal. Novosibirsk, SNIIGGIMS, 1972. Iss. 156.

Authors

A.A. Timirgalin, M.G. Butorina, N.O. Novikov
(Gazprom Neft STC LLC)

G.V. Volkov, I.R. Mukminov, N.A. Parfenov
(Gazprom Neft – GEO LLC)

Авторы

А.А. Тимиргалин, М.Г. Буторина, Н.О. Новиков
(ООО «Газпромнефть НТЦ»)

Г.В. Волков, И.Р. Мукминов, Н.А. Парфенов
(ООО «ГПН-ГЕО»)

Published with thanks to Gazprom Neft & PROneft Magazine

REBEL®; ЭФФЕКТИВНОЕ УДАЛЕНИЕ ПОДУШКИ ШЛАМА
В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ ИЛИ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ
СКВАЖИНАХ С БОЛЬШИМ ОТХОДОМ

**ГЛАДКИЙ, ЭФФЕКТИВНЫЙ И
БЫСТРЫЙ**

ПОДНЯТИЕ ШЛАМА И ПОМОЩЬ В
ЕГО УДАЛЕНИИ ДЛЯ МАКСИМАЛЬНО
ЭФФЕКТИВНОЙ ОЧИСТКИ СКВАЖИНЫ

PARADIGM SHIFT. SHIFT TO PARADIGM.



WWW.PARADIGM.EU