



С.В. Чижиков, Е.А. Дубовицкая, М.Д. Федорова, А.И. Кириллов, А. С. Соколов

S.V. Chizhikov, E.A. Dubovitskaya, M.D. Fedorova, A.I. Kirillov, A.S. Sokolov

Оценка нефтяных гринфилдов: как снизить риски инвестора еще на старте?

Greenfield Valuation: How to Reduce Initial Investor Risks?

Постановка задачи

Проекты, связанные с добычей ресурсов углеводородов, являются весьма сложными объектами для инвестирования на ранней стадии. В первую очередь, это связано с высоким уровнем неопределенности, с которым сталкивается инвестор при принятии решения о вхождении в проекты «гринфилд». Зачастую инвесторы не знают, как подходить к их оценке, не всегда до конца понимают перспективы и риски, связанные с развитием месторождений и обладают ограниченным объемом геологических данных.

На сайте Федерального агентства по недропользованию «Роснедра» и на официальном сайте РФ для размещения информации о проведении торгов содержится краткая информация о лицензионных участках, выставляемых на аукцион - административная и географическая приуроченность, площадь участка и сведения о ресурсах и запасах.

Formulation of the Problem

Extracting hydrocarbon resources are exceedingly difficult projects for early stage investments. This is due to the high level of uncertainty that the investor faces when deciding whether to enter a Greenfield project. Investors often do not know how to approach their assessment, do not always fully understand the prospects and risks associated with the development of deposits, and have a limited amount of geological data.

The website of the Federal Agency for Subsoil Use «Rosnedra» and the official website of the Russian Federation post bidding information which contains brief information about the licensed areas put up for auction - administrative and geographic location, area of the site and information on the resources and reserves.

To decide whether or not to participate in the auction, the future subsoil user needs to collect and analyse the exploration data for the territory. For this, companies or

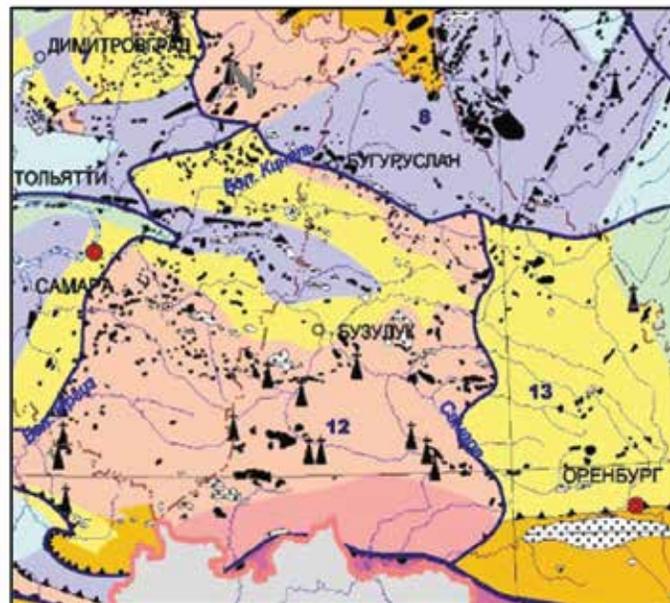
Для принятия решения об участии или неучастии в торгах будущему недропользователю необходимо собрать и проанализировать данные о изученности территории геологоразведочными работами. Для этого компании или частные лица обращаются в территориальные фонды геологической информации. В результате долгой и кропотливой работы у потенциального инвестора аккумулируется пакет геологической информации, включающий данные региональной тектоники, характеристики основных продуктивных комплексов и пластов, усредненные фильтрационно-емкостные свойства (далее – ФЕС) коллекторов, объемы запасов на соседних месторождениях.

Тернистый путь инвестора, а также выводы, к которым он может прийти, изучив доступную ему информацию, удобнее всего проиллюстрировать на конкретном примере.

В качестве возможного целевого региона рассмотрим один из основных нефтегазодобывающих регионов России – юго-восточную часть Восточно-Европейской платформы, входящую в состав Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (далее – НГП). Регион хорош изучен. В опубликованных статьях и монографиях [1,2], а также в территориальных фондах Самарской, Оренбургской и Пермской областей накоплено огромное количество геолого-геофизической информации о регионе.

В разрезе осадочного чехла юго-востока Восточно-Европейской платформы выявлено около двух тысяч (!) нефтяных и газонефтяных месторождений в терригенных и карбонатных отложениях девонской, каменноугольной и пермской систем. Регион отличается очень высокой удельной плотностью ресурсов углеводородов – от 10 до 100 тыс.т./км² (рис. 1). Основная доля месторождений приходится на нижнедевонско-франкий, турнейский и визейско-башкирский комплексы. Значительная часть этих месторождений являются многопластовыми. Основными объектами разработки большей части месторождений являются продуктивные пласты терригенного девона и карбонатный пласт А4 (башкирский ярус каменноугольных отложений).

Будем считать, что потенциальный инвестор принимает решение, располагая базовой геолого-геофизической информацией по 25 месторождениям в целевом регионе, имеющим один или два объекта разработки – пласты терригенного девона и карбонатный пласт А4 (табл. 1).



Месторождения / Fields

газопольные gas fields газонефтяные gas and oil fields нефтяные oil fields

Земли с удельными плотностями прогнозируемых извлекаемых ресурсов УВ в тыс.т/км² (по оценке на 01.01.1993 г.)
Areas with predicted HC reserves density in MT per 1 sq.km (as of evaluation dated 1/1/1993)

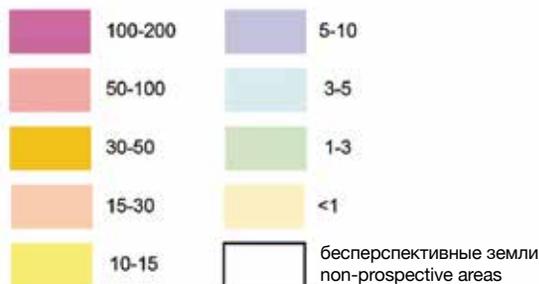


Рис. 1: Фрагмент карты районирования нефтегазоносности Приволжского федерального округа (НВ НИИГГ, ИГиРГИ, 2003 г. [3])

Fig. 1: A fragment map of the oil and gas zoning of the Volga Federal District (NV NIIGG, IGI RGI, 2003 [3])

individuals, apply to the geological information territorial fund. As a result of long and painstaking work, a potential investor accumulates a package of geological information, including data on regional tectonics, characteristics of the main productive complexes and formations, averaged reservoir properties (hereinafter referred to as reservoir properties) of reservoirs, and reserves in neighbouring fields.

The thorny path of the investor, as well as the conclusions that they can come to after studying the available information, is most conveniently illustrated with a specific example.

As a possible target region, we will consider one of the main oil and gas producing regions of Russia

№ месторождения (проекта) Field (project) #	Основной объект разработки Major development target	Геолог.запасы, тыс.т. Oil in place reserves, TMT	Нефтенасыщ. толщина, м Oil net pay	Проницаемость, мД Permeability, mD
1	A4	5 327	8,2	145,5
	Д3	21 044	9,3	64
2	A4	64 025	12	247
3	A4	29 588	7,5	9
	Д3+Д1	20 771	9,6	12,8
4	A4	13 531	5,2	189
	Д	10 360	11,9	95
5	A4	12 130	10	508
	Д1	8 491	8	254
6	A4	26 618	7,8	179
7	A4	6 070	7,8	50
	Д1	4 249	6,24	25
8	Д1	36 476	10,5	179
9	A4	29 083	10	438
	Д1	5 848	3,5	100
10	A4	5 002	5,12	84
	Д	12 914	11,6	51
11	A4	5 750	1,5	94
	Д1	6 789	3,7	103
12	A4	7 790	2,5	108
	Д1	7 568	2	54
13	Д3	27 252	8	70
14	Д4	9 561	4,7	33
15	A4	32 992	10,6	18
16	Д1	11 171	13,7	115
17	Д4	3 540	8,8	97
18	Д3-1	5 255	6	32
19	Д1	15 226	12,6	212
20	A4	1 430	1,6	73
	Д2	10 194	6,6	222
21	Д1-2	4 775	6,4	51
22	Д1-3	12 070	4,4	175
23	Д3	9 029	10,2	72
24	Д1	11 245	5,5	20
25	Д0	12 158	6,7	303

Табл. 1: Потенциальные объекты инвестирования в целевом регионе Table 1: Potential investment objects in the target region

Здесь и далее авторами статьи использовались открытые источники, а также собственные базы данных и экспертные оценки ООО «Индженикс Групп» (далее – Ingenic Group).

Задача инвестора определяется достаточно просто: каким образом, применяя данную информацию, можно выбрать наиболее эффективный проект для инвестирования?

- the south-eastern section of the East European platform, which is part of the Volga-Ural oil and gas province (hereinafter - NGP). The region is well explored. In published articles and monographs [1,2], as well as in the territorial funds of the Samara, Orenburg and Perm regions, a huge amount of geological and geophysical information about the region has been accumulated.

Анализ геологических и фильтрационно-емкостных характеристик пластов целевого региона

Изучая исходную информацию, геологическая команда инвестора придет к выводу, что в составе нижнедевонско-франского преимущественно терригенного комплекса в Волго-Уральской НГП выделено до 17 промышленно-продуктивных пластов. Наиболее значимые среди них – терригенные пласты Д0-Д7, так называемый «терригенный девон». В рассматриваемых потенциальных проектах разрабатываются пласты группы Д4-Д0.

Коллекторы пластов Д4-Д3, как правило, представлены серыми, чаще мелкозернистыми песчаниками (например, на месторождении №17), однако встречаются и средне- крупнозернистые разности, вплоть до отдельных пропластков гравелитов (на месторождениях Зайкинской группы).

Пористость, определенная по керновым данным, меняется в диапазоне от 9% (месторождение №14, пласт Д4) до 20% (месторождения Зайкинской группы, пласт Д3), в широких пределах варьирует проницаемость коллекторов – от 12,8 до 890-900 мД. Среди тестовых месторождений наибольшая проницаемость ардаатовских песчаников Д4 (97 мД) выявлена на месторождении №17, расположенном в пределах западного борта Бузулукской впадины.

Пласты Д1 и Д0 выделены в толще пашийского горизонта верхнего девона. Отложения накапливались в мелководно-морских условиях и на прибрежных равнинах. На рис.2 показаны средневзвешенные нефтенасыщенные толщины пластов пашийского горизонта в каждом из рассматриваемых месторождений, а также данные по проницаемости и объему геологических запасов.

Площади распространения пластов увеличиваются от нижнего к верхнему. Нижний пласт Д1-2 развит в западной части Оренбургской и восточной части Самарской области. Пласты Д1-1 и Д0 распространены практически по всей территории юго-востока Восточно-Европейской платформы. Относительно повышенными значениями ФЕС (эффективная нефтенасыщенная толщина, или Нэф, проницаемость) характеризуются пласты в зонах накопления отложений с повышенной долей песчаных фракций. Стрелками на рис. 2 обозначено направление сноса песчаного материала с суши.

Наибольшей долей песчаников отличается пласт Д1-1. Эффективная толщина коллекторов в отдельных скважинах достигает 20-25 м. Песчаные прослои пласта Д0 как правило имеют толщину

In the south-eastern sedimentary section of the East European platform, around two thousand (!) Oil and gas-oil fields have been identified in terrigenous and carbonate deposits of the Devonian, Carboniferous, and Permian systems. The region is distinguished by its very high density of hydrocarbon resources - from 10 to 100 thousand tons / km² (Fig. 1). The main share of the deposits falls on the Lower Devonian-Frasnian, Tournaisian and Visean-Bashkir complexes. A significant part of these deposits are multilayered. The main objects for development for most of the fields are the productive stratas of the terrigenous Devonian and carbonate stratum A4 (Bashkirian stage of Carboniferous deposits).

We will assume that a potential investor makes a decision whilst having basic geological and geophysical information on 25 fields in the target region that have one or two development targets - terrigenous Devonian strata and A4 carbonate stratum (Table 1).

Hereinafter, the authors of the article used open sources, as well as their own databases and expert assessments of the Ingenix Group LLC (hereinafter - Ingenix Group).

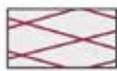
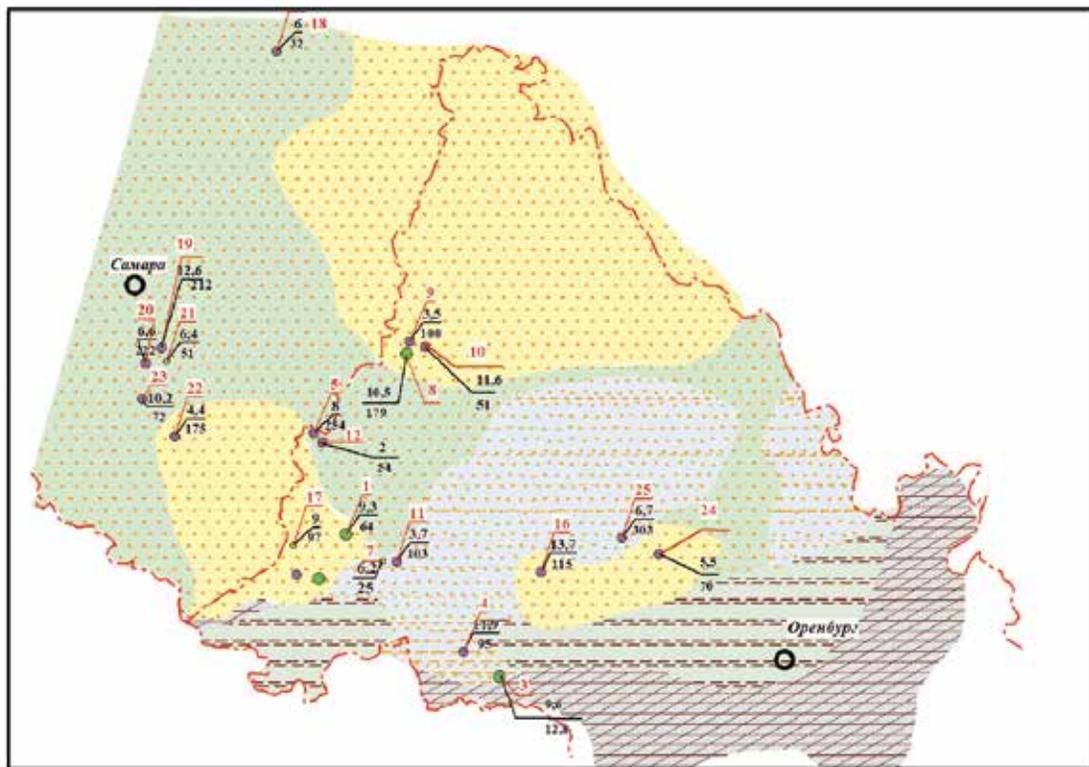
The investor's task is defined quite simply as: how, using this information, can you choose the most effective project for investment?

Analysis of the Geological and Reservoir Characteristics of the Target Region

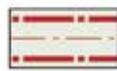
Studying the initial information, the investors geological team will come to the conclusion that up to 17 industrially productive layers have been identified in the Lower Devonian-Frasnian predominantly terrigenous complex in the Volga-Ural oil and gas field. The most significant among them are terrigenous layers D0-D7, the so-called «terrigenous Devonian». In the considered potential projects, formations of the D4-D0 group are being developed.

Reservoirs of formations D4-D3, as a rule, are represented by gray, more often fine-grained sandstones (for example, at field No. 17), however, there are also medium-coarse-grained varieties, with individual interlayers of gravelites (at deposits of the Zaikinskaya group).

The porosity determined from core data varies in the range from 9% (field No. 14, reservoir D4) to 20% (fields of the Zaikinskaya group, reservoir D3), reservoir permeability varies within wide limits - from 12.8 to 890-900 mD. Among the test fields, the highest permeability of the D4 Ardatov sandstones (97 mD) was found at field No. 17, located within the western flank of the Buzuluk depression.



Зона отсутствия или частичного размыва отложений среднего девона
The area of the absent or partially washed-out deposits of the Middle Devonian



Прибрежная заболоченная равнина преобладания глин, аргиллитов
Coastal swampy plain with prevalence of clays, argillites

мелководные, прибрежные, переслаивание алевролитов, аргиллитов, песчаников
shallow water, coastal, interlayers of aleurolites, argillites, sandstones



песчаников до 10-15%
sandstones up to 10-15%



песчаников до 30%
sandstones up to 30%



песчаников более 30%
sandstones over 30%



граница Оренбургской области
boundaries of the Orenburg region



№ проекта / Project #

Наф. нефт. м Dyke cumulative thickness, m

проницаемость, мД Permeability, mD

Градации месторождения по суммарным геологическим запасам пластов терриг. млн.т
Field gradation by total reserves in place of the terrigenous formations, MMT

до 5 млн.т
up to 5MMT

от 5 до 20 млн.т.
from 5 to 20 MMT

от 20 до 50 млн.т.
from 20 to 50 MMT

Рис.2: Литофациальная карта пашийского горизонта Fig. 2: Lithofacial map of the Pashi horizon

2-3,5 м, участками достигая 7 м (например, на месторождении №25).

Наиболее высокими значениями ФЕС обладают коллекторы пластов Д1-1 и Д0. Пористость меняется от 9% до 31%, проницаемость достигает 961 мД на некоторых месторождениях Самарской области [2].

Приведенный выше анализ можно подытожить, предположив, что инвестор при выборе наилучшей

Layers D1 and D0 are identified in the Upper Devonian Pashiian horizon. Sediments accumulated in shallow-sea conditions and on coastal plains. Figure 2 shows the average weighted oil-saturated thicknesses of the Pashi horizon in each of the considered fields, as well as data on the permeability and volume of geological reserves.

The spreading (expanding) areas of the layers increase from the bottom to the top. The lower layer D1-2 is developed in the western part of the Orenburg and

из альтернатив столкнется со значительной вариативностью основных геологических характеристик пластов терригенного девона в выбранном регионе, которые, в свою очередь, обуславливают дебиты скважин при разработке и, во-многом, определяют ее эффективность.

Рассмотрим далее инвестиционную привлекательность башкирского яруса для инвестора на данном этапе.

Основной продуктивный объект – пласт А4 башкирского возраста (рис. 3) – имеет региональное распространение и в целом характеризуется высоким потенциалом продуктивности.

Относительно крупные и средние по запасам месторождения тяготеют, как правило к участкам увеличенной толщины отложений башкира (например, на месторождениях № 6, 9, 15). Однако и по периферии зоны сокращенных толщин могут формироваться отдельные рифогенные объекты (как на месторождениях №№ 2, 3). Кроме рифогенных объектов, для пласта А4 характерны ловушки, связанные с предверейским размывом, т.е. ловушки, экранированные стратиграфическими и литологическими несогласиями. Породы башкирского яруса сами по себе благоприятны для создания поровой емкости, т.к. зачастую представлены органогенными известняками. Но важная роль принадлежит коллекторам со вторичной емкостью, образовавшейся в результате выхода пород на поверхность и воздействия эродирующих факторов. С этим связана высокая изменчивость коллекторских свойств отложений.

Проницаемость карбонатных коллекторов на некоторых месторождениях достигает высоких значений - до 788 – 800 мД. Залежи пласта А4 отличается высокой продуктивностью, дебиты достигают 560 м³/сут. [1]

Как правило, высокопроницаемые коллекторы пласта А4 характерны для площадей, расположенных в бортовой зоне Мухановско-Ероховского прогиба, на границе Самарской и Оренбургской областей (проекты №№ 5 и 9) (рис. 3).

Среднее значение проницаемости на месторождениях Мухановско-Ероховского прогиба составляет 300-400 мД. При удалении от этой зоны коллекторские свойства ухудшаются. Среднее значение проницаемости коллекторов А4 составляет 160-180 мД.

Встречаются участки низкопроницаемых коллекторов пласта А4 – на востоке Бузулукской

eastern parts of the Samara region. Layers D1-1 and D0 are distributed practically throughout the southeast of the East European platform. Relatively higher reservoir properties (net oil pay, or Nef, permeability) are characteristic of reservoirs in sediment accumulation zones with an increased proportion of sand fractions. The arrows in Fig. 2 shows the direction of removal of sandy material from land.

The D1-1 stratum has the largest share of sandstones. The effective thickness of the reservoirs in some wells reaches 20-25 m. Sandy interlayers of the D0 formation usually have a thickness of 2-3.5 m, reaching 7 m in sections (for example, at field No. 25).

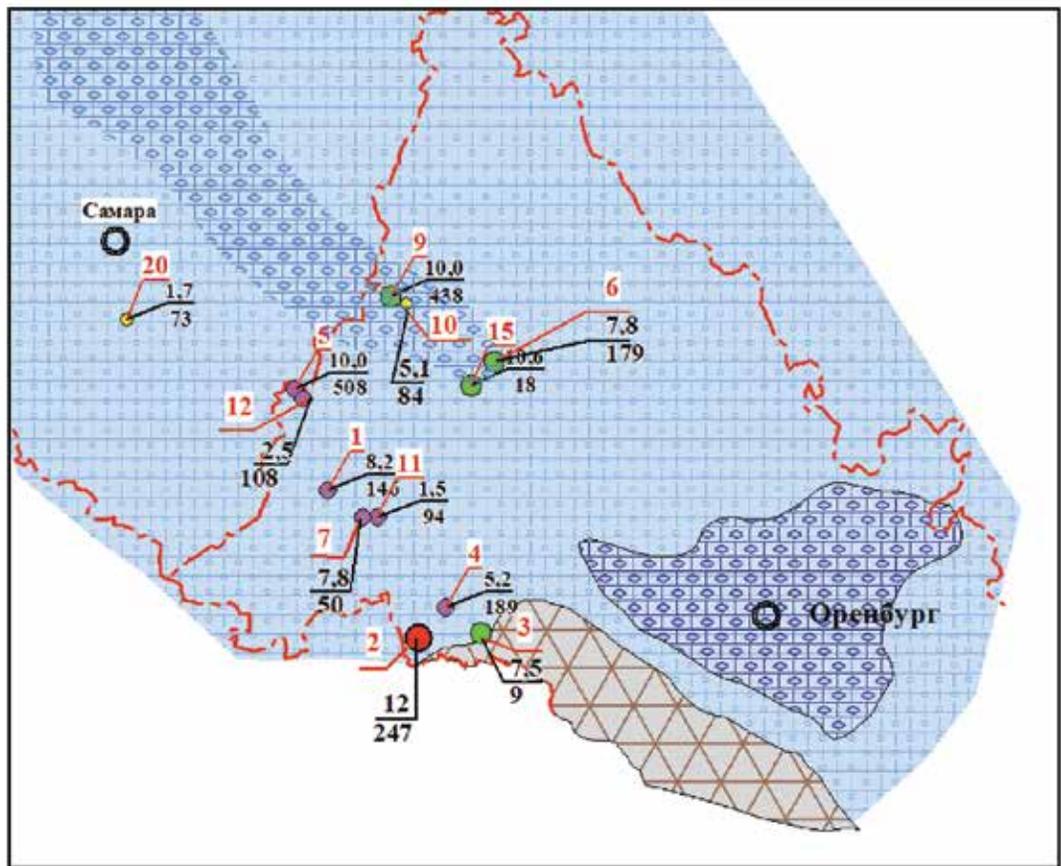
Reservoirs of D1-1 and D0 formations have the highest reservoir properties. The porosity varies from 9% to 31%, the permeability reaches 961 mD in some fields of the Samara region [2].

The above analysis can be summarized by assuming that the investor, when choosing the best of the alternatives, will face significant variability in the main geological characteristics of the terrigenous Devonian strata in the selected region, which, in turn, determine the production rates of wells during development and, in many respects, determine its efficiency.

Let us further consider the investment attractiveness of the Bashkirian stage for an investor at this stage.

The main productive object - the A4 layer of the Bashkir age (Fig. 3) - has a regional distribution and is generally characterized by a high potential for productivity. Relatively large and medium-sized deposits tend, as a rule, to areas of increased thickness of Bashkir deposits (for example, at deposits No. 6, 9, 15). However, even along the periphery of the zone of reduced thicknesses, separate reef objects can form (as in deposits Nos. 2, 3). In addition to reef objects, the A4 bed is characterized by traps associated with pre-Vereya erosion, i.e. traps screened by stratigraphic and lithological unconformities. The rocks of the Bashkirian stage themselves are favourable for the creation of pore capacity, because they are often represented by organogenic limestones. But an important role belongs to the reservoirs which have a secondary capacity, formed as a result of the outcropping of rocks to the surface and the impact of eroding factors. This is associated with the high variability of reservoir properties of sediments.

The permeability of carbonate reservoirs in some of the fields have high values - up to 788 - 800 mD. Deposits of the A4 formation are distinguished by high productivity, production rates that can reach 560 m³ / day. [1]



Градации месторождение по суммарным геологическим запасам пластов терриг. млн.т
Field gradation by total reserves in place of the terrigenous formations, MMT



Рис.3: Литофациальная карта башкирского яруса Fig. 3: Lithofacial map of the Bashkirian stage

впадины, в зоне сочленения Бузулукской и Прикаспийской впадин. На месторождении № 3 в бортовой зоне Прикаспийской впадины среднее значение проницаемости составляет всего 9 мД.

Таким образом, широкая вариативность основных геологических характеристик данной группы пластов

As a rule, highly permeable reservoirs of the A4 formation are typical for the areas located in the side zone of the Mukhanovsko-Erokhovskiy trough, on the border of the Samara and Orenburg regions (projects No. 5 and 9) (Fig. 3).

The average value of permeability in the fields of the Mukhanovsko-Erokhovskiy trough is 300-400 mD.

на примере представленных месторождений также не дает возможности инвестору однозначно определить наилучшие цели для инвестирования.

Для решения задачи по выбору инвестиционных целей необходимо либо уже на начальном этапе привлекать мультидисциплинарную команду экспертов (что не всегда возможно и нецелесообразно из-за больших трудозатрат), либо автоматизировать процесс оценки месторождений на начальной стадии.

Такой ИТ-инструмент должен давать возможность провести экспресс-расчет полного цикла развития месторождения (от геологии до экономики), который позволит обобщить разнородную геологическую информацию и представит результат в виде величины чистого дисконтированного дохода (далее – ЧДД или NPV) инвестора. Для этого необходимо провести оценку:

- системы разработки многопластового нефтяного месторождения с учетом справочника характеристик коллекторов (ФЕС) и свойств нефти, типичных для определенного региона;
- программы разбуривания месторождения с определением динамики фонда скважин;
- концептуальной схемы обустройства нефтяного месторождения с подбором объектов с необходимыми техническими характеристиками;
- стоимости строительства и эксплуатации скважин и объектов инфраструктуры с использованием региональной базы данных стоимостей типовых объектов;
- показателей эффективности инвестиций.

Общее описание методик, лежащих в основе инструмента для экспресс-оценки

Автоматизированный программный комплекс, разработанный Ingenix Group, позволяет осуществить экспресс-оценку разработки нефтяного месторождения от «геологии до экономики» (рис. 4):

На первом этапе происходит расчет показателей разработки по заданным проектным решениям в зависимости от ФЕС продуктивных пластов. Исходные параметры задаются из геологического справочника в зависимости от рассматриваемого региона и пласта. В наборе справочника имеются данные по глубинам пластов аналогов, давлениям, ФЕС, а также свойствам пластовых флюидов при пластовых давлении и температуре. Проектирование разработки в рамках одного месторождения и расчет показателей добычи можно проводить для одного, двух или трех объектов разработки с последовательным или одновременным вводом.

Moving away from this zone the reservoir properties deteriorate. The average permeability of A4 reservoirs is 160-180 mD.

There are sections of low-permeability reservoirs of the A4 formation - in the east of the Buzuluk depression, in the junction zone of the Buzuluk and Caspian basins. At field No. 3 in the side zone of the Caspian depression, the average permeability is only 9 mD.

Thus, the wide variability of the main geological characteristics of this group of formations using the example of the presented fields also does not allow the investor to unambiguously determine the best investment targets.

To solve the problem of choosing investment goals, it is necessary to initially involve a multidisciplinary team of experts (which is not always possible and impractical due to the large labour costs), or to automate the initial process of assessing deposits.

Such an IT tool should make it possible to carry out an express calculation of the full development cycle of a field (from geology to economics), which will allow generalizing heterogeneous geological information and presenting the result in the form of the net discounted income (hereinafter - NPV or NPV) of the investor. For this it is necessary to assess:

- systems for the development of multilayer oil fields, taking into account the reference book of reservoir characteristics (reservoir properties) and oil properties typical for a particular region;
- field drilling programs that determine the dynamics of the well stock;
- a conceptual scheme for the development of the oil field with the selection of facilities with the required technical characteristics;
- the cost of construction and operation of wells and infrastructure facilities using regional databases of the costs of typical facilities;
- investment efficiency indicators.

General Description of the Methodologies Underlying the Rapid Assessment Tool

An automated software package developed by Ingenix Group allows for an express assessment of the development of an oil field from «geology to economics» (Fig. 4):

At the first stage, the development indicators are calculated according to the given design solutions, depending on the reservoir properties of the productive layers. The initial parameters are set from the geological reference book depending on the target region and reservoir. The handbook contains data on the depths of

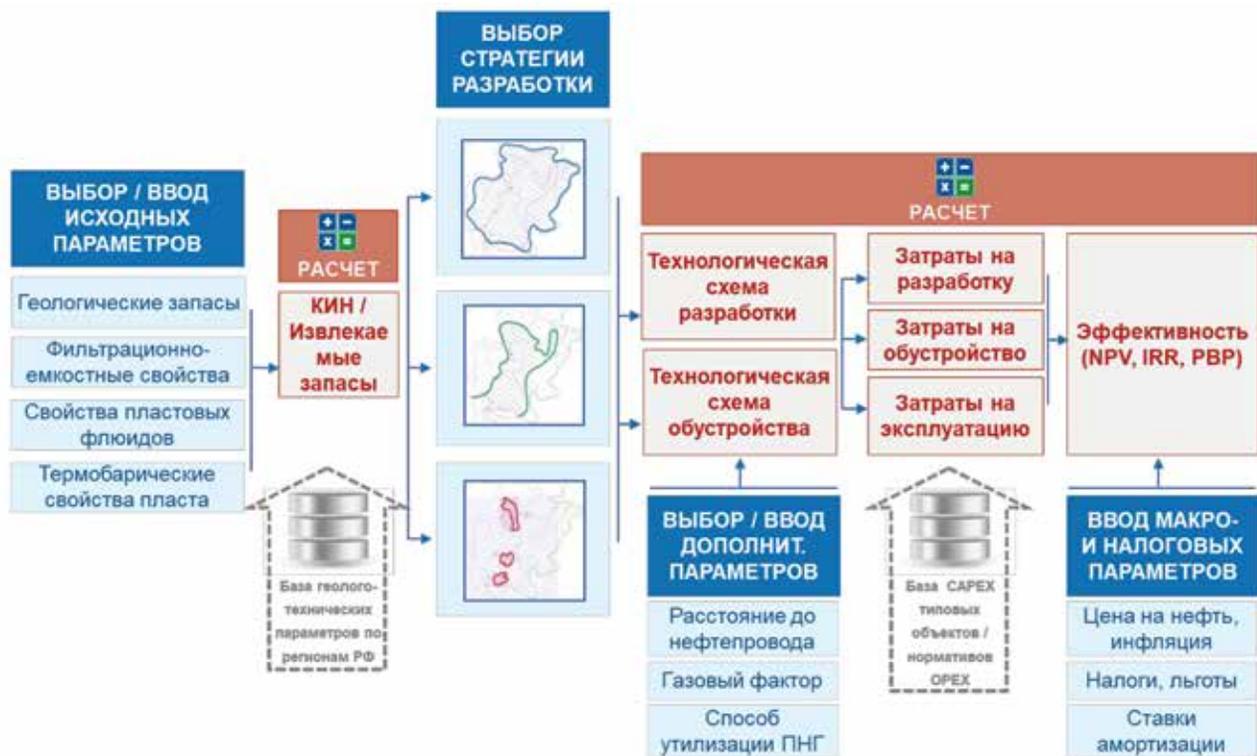


Рис. 4: Расчетная логика автоматизированного инструмента по экспресс-оценке нефтяных проектов

Для каждого из объектов могут быть рассмотрены следующие сценарии разработки: агрессивный, эффективный или рациональный. Вариант «агрессивный» предполагает ввод в разработку лучших участков объекта разработки, охват запасов составляет ~40%. «Эффективный» вариант предполагает ввод в разработку до 80% запасов без разбуривания краевых зон. «Рациональный» вариант предполагает полное разбуривание и ввод всех 100% запасов объекта. Темпы разбуривания и темпы отбора заданы в зависимости от варианта разработки и приняты по аналогам. Каждый из объектов разбуривается самостоятельной сеткой скважин с выбранным типом заканчивания скважин, из предложенных: наклонно-направленными скважинами (далее - ННС) и горизонтальными скважинами (далее - ГС). К каждому типу заканчивания можно применить стимуляция гидроразрыва, включая многозонность. Расчеты выполняются на 25-летний период.

В целом по месторождению технологические показатели разработки получают суммированием по каждому объекту разработки.

На основе требований к техническим и технологическим характеристикам объектов, сформированным на этапе расчета показателей разработки, в ИТ-комплексе происходит

analog reservoirs, pressures, reservoir properties, as well as the properties of reservoir fluids at reservoir pressure and temperature. The development design within one field and the calculation of production indicators can be carried out for one, two or three development objects with sequential or simultaneous commissioning.

For each of the objects, the following development scenarios can be considered: aggressive, efficient or rational. The «aggressive» option assumes putting into development the best areas of the development object, the coverage of reserves is ~ 40%. The «effective» option involves putting up to 80% of the reserves into development without drilling out the edge zones. The «rational» option assumes full drilling and commissioning of all 100% of the facility's reserves. The rate of drilling out and the rate of withdrawal are set depending on the development option and are adopted by analogs. Each of the objects is drilled out with an independent well grid with a selected type of well completion, from the proposed: directional wells (hereinafter referred to as NPS) and horizontal wells (hereinafter referred to as horizontal wells). Fracturing stimulation can be applied to every completion type, including multi-zone. The calculations are performed for a 25-year period.

In general, for each field, the technical development indicators are obtained by summing for each development object.

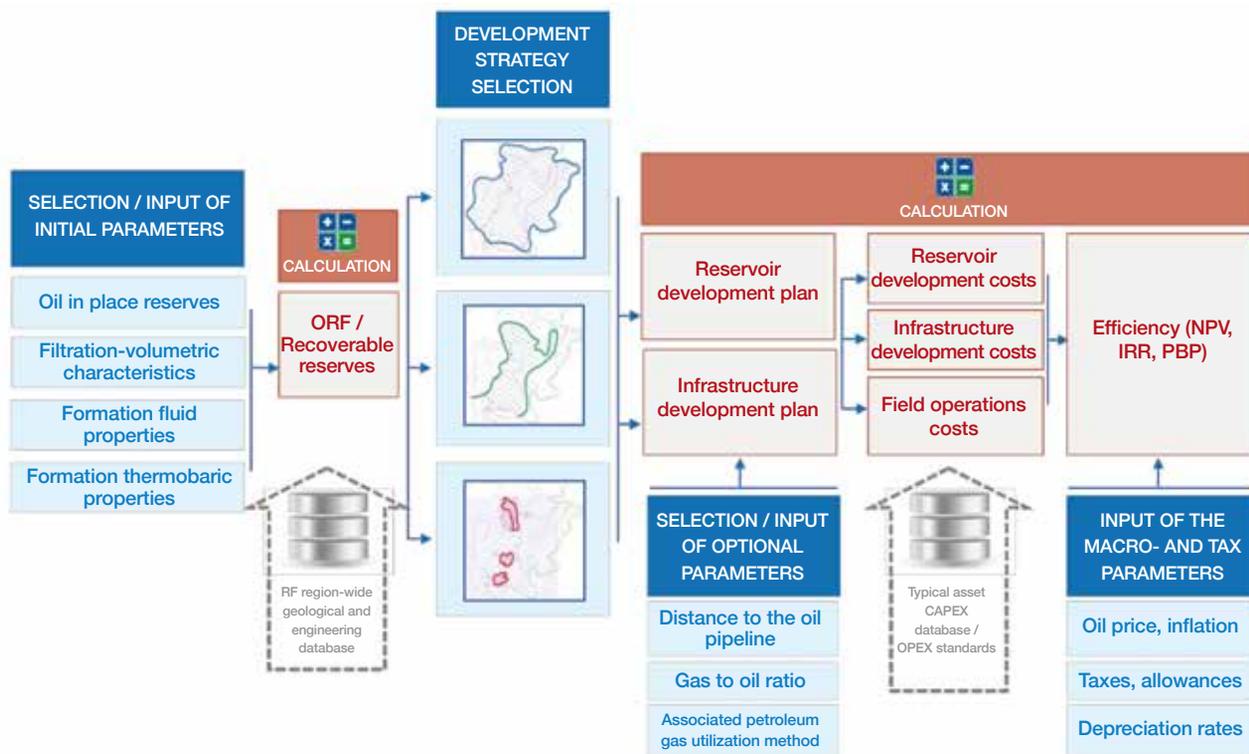


Fig. 4: Computational logic of an automated tool for the rapid assessment of oil projects

формирование схемы обустройства месторождения, которая включает в себя следующее:

- расчет количества кустов с учетом радиуса дренирования скважин;
- расчет протяженности системы нефтесбора с учетом добычи с одного куста и площади месторождения;
- определение мощности основных объектов обустройства с учётом уровня добычи и наличия системы поддержки пластового давления;
- выбор объектов газовой инфраструктуры в зависимости от выбранного способа утилизации попутного газа;
- определение мощности внешнего нефтепровода (протяженность задается в исходных параметрах);
- определение необходимых вспомогательных объектов (вахтовый жилой комплекс, дороги, линии электропередач, прочие объекты).

Далее на основе базы данных стоимостей объектов-аналогов и стоимостных моделей происходит расчет капитальных затрат на разработку месторождения. Расчет операционных затрат осуществляется автоматически в зависимости от профиля добычи, количества скважин и наличия объектов обустройства. Для выбранных объектов на основе графика их ввода в эксплуатацию формируются, соответственно, профили капитальных и операционных затрат.

Based on the requirements for the technical and technological characteristics of the facilities, formed at the stage of calculating the development indicators, the IT complex is forming a field development scheme, which includes the following:

- calculation of the number of clusters taking into account the well production radius;
- calculation of the length of the oil gathering system, taking into account the production from one pad and the area of the field;
- determination of the capacity of the main facilities, taking into account the production level and the presence of a reservoir pressure maintenance system;
- selection of gas infrastructure facilities depending on the chosen method of associated gas utilization;
- determination of the capacity of the external oil pipeline (the length is set in the initial parameters);
- determination of the necessary auxiliary facilities (shift housing, roads, power lines, other facilities).

Further, on the basis of the database of the values of analogous objects and cost models, the capital costs for the development of the field are calculated. Operating costs are calculated automatically depending on the production profile, the number of wells and the availability of facilities. For the selected objects, on the basis of their commissioning schedule, profiles of capital and operating costs are formed, respectively.

На основе технических и стоимостных характеристик проекта, а также введенных пользователем макропараметров и данных по налоговому окружению проектов осуществляется расчет экономической эффективности, а также анализ чувствительности.

Результаты оценки месторождений в целевом регионе

Для выбранного региона были выполнены расчеты технологических показателей разработки с использованием ИТ-инструмента по методике, описанной выше.

В качестве базового для сравнительной оценки был рассчитан «рациональный» вариант разработки для двух объектов – пласта А4 башкирского яруса и пластов Д0-Д4 терригенного девона. Для объектов терригенного девона было предусмотрено разбуривание ГС, для А4 башкирского яруса – ННС (в связи с его высоким показателем расчлененности).

Для объектов терригенного девона величины проводимости были определены в диапазоне 108-2671 мД*м, при среднем значении 854 мД*м, величины гидропроводности находятся в пределах 43-2428 мД*м/сП, при среднем значении 912 мД*м/сП. Для данных характеристик ФЕС были получены величины КИН от 0,314 до 0,512 при среднем значении 0,421. Диапазон удельной добычи нефти на одну скважину составляет 70-599 тыс.т. Средняя удельная добыча нефти на одну горизонтальную скважину составила 288 тыс.т.

Для объекта А4 башкирского яруса величины проводимости были определены в диапазоне 68-5080 мД*м, при среднем значении 1263 мД*м, величины гидропроводности находятся в пределах 30-5404 мД*м/сП, при среднем значении 1068 мД*м/сП. Для данных характеристик ФЕС получены величины КИН от 0,198 до 0,486 при среднем значении 0,357. Диапазон удельной добычи нефти на одну скважину составляет 47-217 тыс.т. Средняя удельная добыча нефти на одну наклонную скважину составила 110 тыс.т.

При заданных параметрах был допущен ряд условий, единых для всех оцениваемых месторождений:

- месторождения с двумя группами пластов (объектами разработки) имеют коэффициент перекрытия между пластами 0,55;
- второй объект разработки вводится спустя два года после ввода первого;
- попутный нефтяной газ сжигается, в модель заложена выплата соответствующего штрафа.

Based on the technical and cost characteristics of the project, as well as user-entered macro parameters and data on the tax environment of projects, the calculation of economic efficiency is carried out, as well as sensitivity analysis.

Results of Appraisal of Deposits in the Target Region

For the selected region, calculations of technological development indicators were performed using a software tool according to the method described above.

As a baseline for a comparative assessment, a «rational» development option was calculated for two objects - layer A4 of the Bashkirian stage and layers D0-D4 of the terrigenous Devonian. For the objects of the terrigenous Devonian, drilling of horizontal wells was envisaged, for the A4 of the Bashkirian stage - (due to its high index of dissection).

For the terrigenous Devonian objects, the conductivity values were determined in the range 108-2671 mD * m, with an average value of 854 mD * m, the values of hydraulic conductivity are in the range 43-2428 mD * m / cP, with an average value of 912 mD * m / cP. For these characteristics of reservoir properties, the values of recovery factor were obtained from 0.314 to 0.512 with an average value of 0.421. The range of specific oil production per well is 70-599 thousand tons. The average specific oil production per horizontal well was 288 thousand tons.

For object A4 of the Bashkirian stage, the conductivity values were determined in the range 68-5080 mD * m, with an average value of 1263 mD * m, the values of hydraulic conductivity are in the range of 30-5404 mD * m / cP, with an average value of 1068 mD * m / cP. For these characteristics of reservoir properties, the values of recovery factor from 0.198 to 0.486 were obtained with an average value of 0.357. The range of specific oil production per well is 47-217 thousand tons. The average specific oil production per one directional well was 110 thousand tons.

With the given parameters, a number of conditions were admitted that are uniform for all the fields being evaluated:

- fields with two layers (development targets) have an overlap coefficient between layers of 0.55;
- the second development facility is commissioned two years after the first;
- associated petroleum gas is flared, in the model z

When determining the length and parameters of the oil pipeline, Ingenix Group experts proceeded on the assumption that the marketable oil would be accepted into the Transneft system for further transportation at the nearest operating oil pumping station.

№ месторождения (проекта) Field (project) #	Объект разработки Development target	Геологические запасы, млн.т. Reserves in place, MMT	CAPEX, млн.руб. CAPEX, Mln.Rbls	OPEX, млн.руб. OPEX, Mln.Rbls	NPV проекта, млн.руб. Project NPV, Mln.Rbls	IRR, %
1	Д3	21,0	23 066	35 913	751	0,15
	А4	5,3				
2	А4	64,0	74 791	88 810	-3 393	0,12
3	Д1+Д3	20,7	64 339	68 650	-20 525	
	А4	29,6				
4	Д	10,4	38 573	47 368	-10 947	
	А4	13,5				
5	Д1	8,5	15 352	30 272	-81	0,14
	А4	12,1				
6	А4	26,6	20 363	50 621	-3 964	0,05
7	Д1	4,2	13 550	34 249	-8 846	
	А4	6,1				
8	Д1	36,5	15 037	28 335	16 112	0,36
9	Д1	5,8	18 006	56 282	487	0,15
	А4	29,1				
10	Д	12,9	1 767	43 105	-6 187	
	А4	5,0				
11	Д1	6,8	27 420	52 114	-16 266	
	А4	5,8				
12	Д1	7,6	24 023	54 370	-13 907	
	А4	7,8				
13	Д3	27,3	22 555	33 111	1 280	0,16
14	Д4	9,6	33 635	43 124	-22 159	
15	А4	33,0	29 513	64 938	-15 440	
16	Д1	11,2	9 296	22 745	-1 227	0,09
17	Д4	3,5	7 632	24 853	-6 974	
18	Д3-1	5,3	20 010	30 070	-16 787	
19	Д-1	15,2	8 992	21 922	4 047	0,25
20	Д2	10,2	12 983	35 387	-5 094	
	А4	1,4				
21	Д1-2	4,8	7 462	21 912	-5 628	
22	Д1-3	12,1	12 143	22 647	-2 320	0,09
23	Д3	9,0	11 454	23 510	-4 831	
24	Д1	11,2	17 995	31 099	-11 134	
25	Д0	12,2	10 449	20 972	-265	0,13

Табл. 2: Результаты оценки месторождений в целевом регионе Table 2: Results of assessment of deposits in the target region

При определении длины и параметров внешнего нефтепровода эксперты Ingenix Group исходили из предположения о том, что товарная нефть с месторождений будет принята в систему ПАО «Транснефть» для дальнейшей транспортировки в месте нахождения ближайшей работающей нефтеперекачивающей станции.

Полученные результаты показали, что для терригенных пластов с лучшими ФЕС достигаются более высокие КИН и удельная добыча на скважину.

The results obtained showed that for terrigenous formations with better reservoir properties, higher oil recovery factors and specific production per well are achieved. For carbonate reservoirs of the Bashkirian stage, drilling deviated wells will bring lower specific production per well and lower oil recovery factors.

The results from the target deposits using the IT system are presented in Table 2. The analysis highlighted five economically attractive assets for further consideration. The remaining potential assets are not profitable for

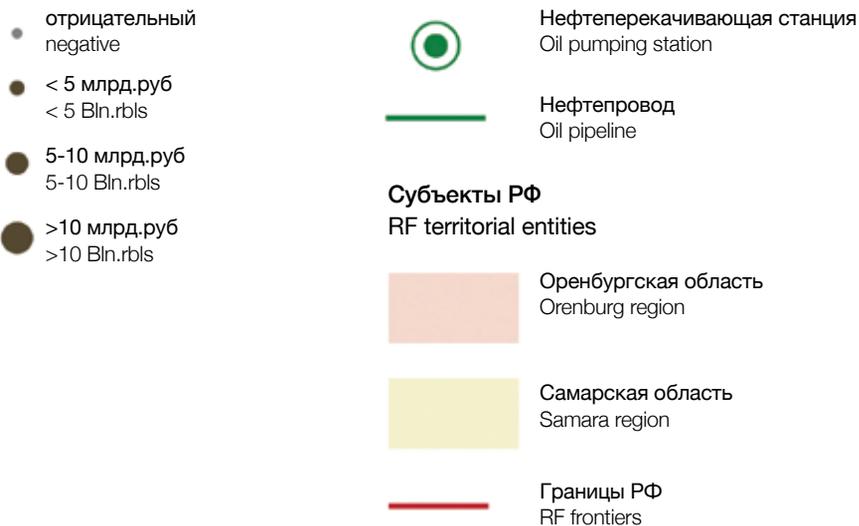
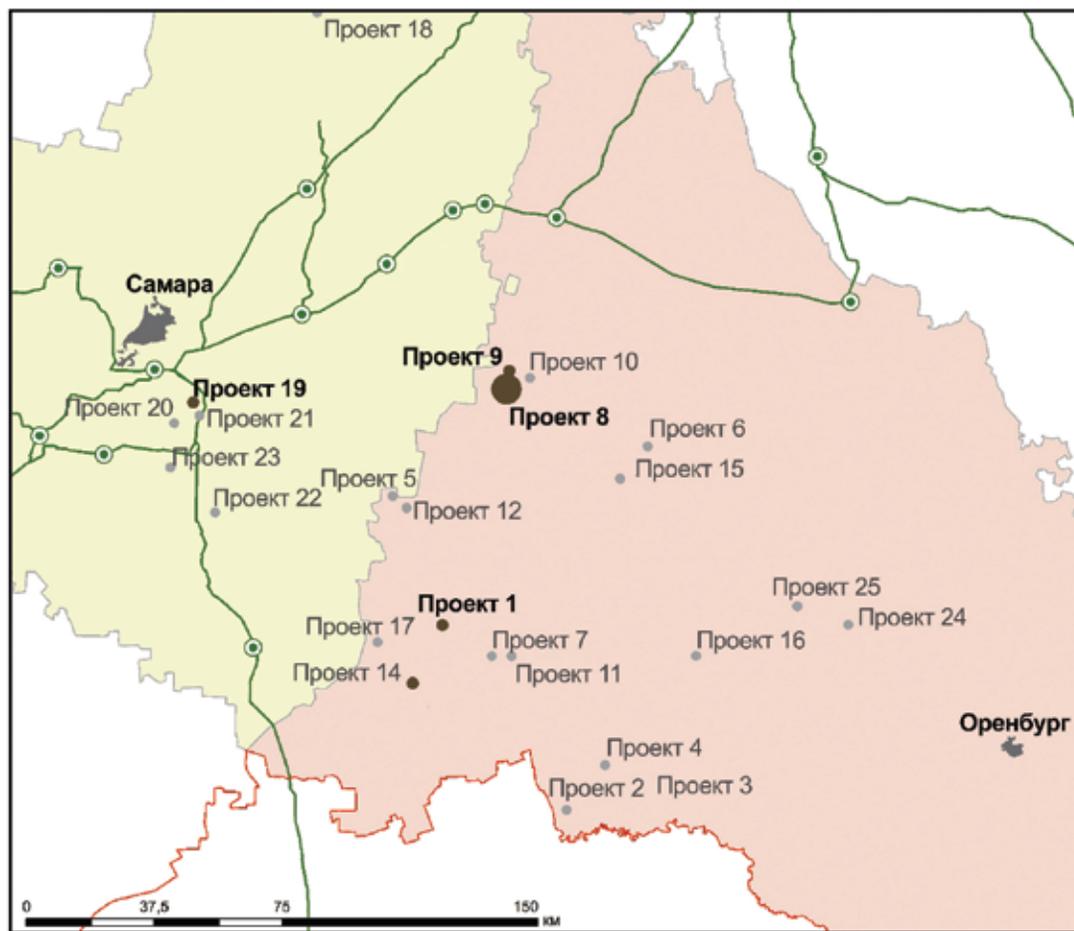


Рис. 5: Карта инвестиционной привлекательности активов целевого региона
 Fig. 5: Map of investment attractiveness of the assets in the target region

Для карбонатных коллекторов башкирского яруса бурение наклонных скважин принесет меньшую удельную добычу на скважину и меньшие значения КИН.

Результаты оценки целевой группы месторождений с применением ИТ-комплекса представлены в

independent development, however, they can be considered as satellite fields for neighboring more efficient fields. This possibility will be described later in the article. You can also highlight projects that are on the verge of profitability for further optimization (for example, projects No. 5, 16, 22, 25).

таблице 2. Проведенный анализ позволяет выделить пять экономически привлекательных активов для дальнейшего рассмотрения. Оставшиеся потенциальные активы не являются рентабельными для самостоятельной разработки, однако могут рассматриваться как месторождения-сателлиты для соседних более эффективных месторождений. Такая возможность будет описана в статье далее. Также можно выделить проекты, которые находятся на грани рентабельности, для дальнейшей оптимизации (например, проекты №№ 5, 16, 22, 25).

Более наглядно сравнить привлекательность потенциальных целей инвестирования можно на карте целевого региона (рис. 5).

Важно оговориться, что на данном этапе изученности проекта невозможно требовать от ИТ-систем оценки точности, присущей более поздним этапам – стадии проектирования и, тем более, разбуривания и обустройства месторождений.

Если следовать методологии Международной ассоциации развития стоимостного инжиниринга, то любые оценки на данном этапе соответствуют Классу точности 5, что подразумевает диапазон погрешности -50%/+100% [4].

При этом ценность применения предложенной Ingenix Group ИТ-системы оценки полного цикла заключается в возможности проведения быстрого сравнительного анализа большого числа потенциальных целей для инвестирования в единых сценарных условиях.

Таким образом, проведенный выше анализ показывает возможность уже на раннем этапе развития актива, в условиях ограниченного доступа к информации, осуществлять полную предпроектную экспресс-оценку нефтегазовых проектов, включая, в том числе, анализ следующих факторов:

- размер геологических запасов;
- площадь и глубина залегания продуктивных пластов;
- нефтенасыщенная толщина и ФЕС продуктивных пластов;
- выбранная система разработки;
- газовый фактор и метод утилизации попутного нефтяного газа;
- длина трубопровода внешнего транспорта и направления сбыта товарной нефти.

Полученная в результате комплексного анализа карта инвестиционной привлекательности региона может служить ориентиром для потенциального инвестора на самом раннем этапе поиска возможных

You can more clearly compare the attractiveness of potential investment targets on the map of the target region (Fig. 5).

It is important to note at this stage, it is impossible to expect an IT system to assess the accuracy inherent in later development stages - the design stage and, moreover, drilling and field development.

If we follow the methodology of the International Association for the Development of Value Engineering, then any estimates at this stage correspond to Accuracy Class 5, which implies an error range of -50% / + 100% [4].

At the same time, the value of using the IT-system for assessing a full cycle proposed by Ingenix Group lies in the ability to conduct a quick comparative analysis of a large number of potential investment targets under uniform scenario conditions.

Thus, the above analysis shows the possibility, at an early stage of asset development, in conditions of limited access to information, to carry out a full pre-project express assessment of oil and gas projects, including, inter alia, an analysis of the following factors:

- size of geological reserves;
- area and depth of occurrence of productive strata;
- oil-saturated thickness and reservoir properties of productive formations;
- the chosen development system;
- gas factor and method of utilization of associated petroleum gas;
- the length of the external transport pipeline and the direction of marketing of commercial oil.

The map of the investment attractiveness of the region obtained as a result of a comprehensive analysis can serve as a guideline for a potential investor at the earliest stage of searching for possible development goals in a new, poorly studied region.

Selection of a Multi-Layer Field Development Option

Using the capabilities of the IT system, the investor's team, already at the current stage, can also choose the most effective option for putting the selected multi-layer field into development.

To do this, they have the following tool set at their disposal:

- determination of the optimal terms for putting the fields into operation;
- choice of development scenario ("rational", "effective" or "aggressive");
- use of the best well completion method (HPS or horizontal wells, with or without hydraulic fracturing).

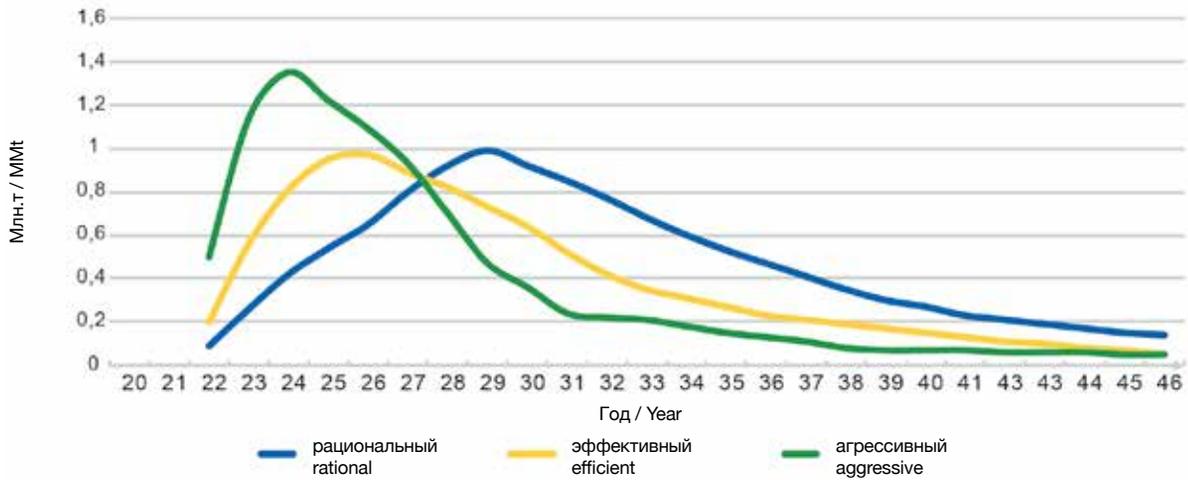


График 1: Варианты профилей добычи нефти выбранного проекта (по годам)
 Graph 1: Variants of oil production profiles of the selected project (by years)

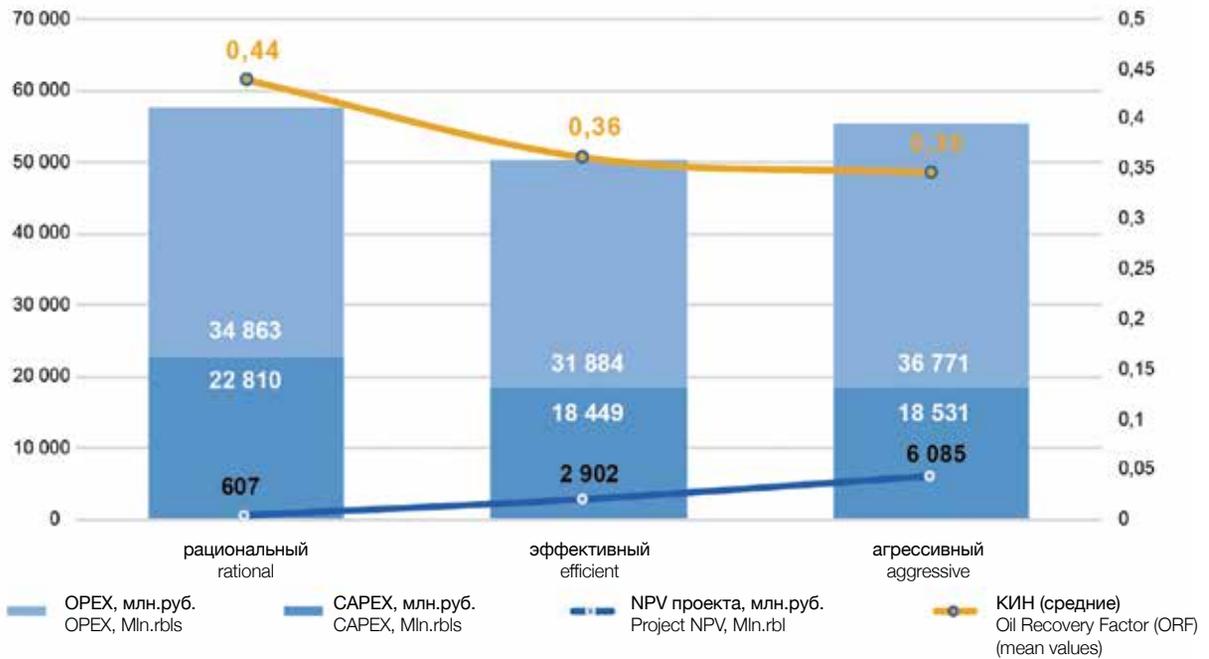


График 2: Результаты оценки эффективности вариантов разработки
 Graph 2: Results of evaluating the effectiveness of the development options

целей для развития в новом слабо изученном регионе.

Выбор варианта разработки многопластового месторождения

Используя возможности ИТ-комплекса, команда инвестора уже на текущем этапе может также выбрать наиболее эффективный вариант ввода выбранного многопластового месторождения в разработку.

Для этого в ее распоряжении есть следующий набор инструментов:

Suppose that, based on the corporate strategy setting, the investor has chosen project # 1 from projects with a positive NPV. This project has two development targets - layer A4 of the Bashkirian stage and layer D3 of the upper part of the terrigenous Devonian.

By judiciously using the functionality of the automated system, the investor team can calculate, for example, the following three development scenarios for the target field:

- “rational” option: provides for drilling the terrigenous Devonian with horizontal wells, object A4 - NNS, while

Title	Project 19		Project 20		Portfolio 19-20		Delta, %	
	Capacity	Asset value, Mln.rbls	Capacity	Asset value, Mln.rbls	Capacity	Asset value, Mln.rbls	Capacity	Asset value
Drilling		2 921		6 814		9 882		2%
Power supply complex	10 МВт	1 650	10 МВт	1 771	15 МВт	1 986	-25%	-42%
OTU	1 млн. т	1 587	1 млн. т	1 771	1,5 млн. т	1 595	-25%	-53%
CPS	1 млн.м ³	316	1 млн.м ³	350	1,5 млн. м ³	350	-25%	-47%
CODAP	1 млн. т	835	1 млн. т	977	1,5 млн. т	1 254	-25%	-31%
Administrative and household facilities	949 м ²	134	949 м ²	155	949 м ²	155	-50%	-46%
Rotational village (shift camp)	150 чел.	256	200 чел	311	200 чел	311	-43%	-45%
Operations service base		657		788		788		-45%
Multi-well pad		114		179		298		2%
Pipelines		524		794		964		-27%
Roads			3,9	32	7,9	63	103%	97%
Power transmission lines			3,9	15	7,9	29	103%	102%
Total		8 993		13 957		17 675		-23%

Table. 3: Assessment of the effect of optimizing production capacities. Impact on the volume of CAPEX

- определение оптимальных сроков ввода месторождений в эксплуатацию;
- выбор сценария разработки («рациональный», «эффективный» или «агрессивный»);
- использование наилучшего способа заканчивания скважин (ННС или ГС, с гидроразрывом пласта или без него).

Предположим, что, опираясь на установки корпоративной стратегии, инвестор выбрал из проектов с положительным NPV проект №1. Данный проект имеет два объекта разработки – пласт А4 башкирского яруса и пласт Д3 верхней части терригенного девона.

Разумно применяя функционал автоматизированного комплекса, команда инвестора может рассчитать, к примеру, три следующих сценария разработки для целевого месторождения:

- «рациональный» вариант: предусматривает разбуривание терригенного девона посредством ГС, объекта А4 - ННС, при этом разбуривание идет равномерно по ползущей сетке от известного к неизвестному. В разработку вводятся все геологические запасы объектов разработки. Срок ввода объекта А4 отстает от терригенного девона на пять лет.
- «эффективный» вариант: предусматривает разбуривание терригенного девона посредством ГС, а объекта А4 - ННС, при этом краевые зоны с залежей толщинами менее 4 м не разбуриваются, вводятся 80% от геологических запасов каждого объекта разработки. Срок ввода объекта А4 отстает от терригенного девона на три года.

drilling is carried out uniformly along a creeping grid from known to unknown. All geological reserves of the development objects are brought into development. The commissioning date of the А4 object is five years behind the terrigenous Devonian.

- “effective” option: provides for drilling out of the terrigenous Devonian with horizontal wells, and object А4 - by NNS, while marginal zones with deposits less than 4 m thick are not drilled, 80% of the geological reserves of each development target are introduced. The term of commissioning of object А4 is three years behind the terrigenous Devonian.
- “aggressive” option: relatively “effective” option, only the procedure for putting objects into development has been changed - objects are commissioned at the same time, while 40% of the geological reserves of the development objects will be introduced.

The calculated oil production profiles reflect the scenarios applied by the investor (Graph 1).

Calculations carried out by the IT system (Graph 2) showed that the “rational” option for project No. 1 has the highest oil recovery factor (0.44), but at the same time has the lowest NPV (607 million rubles) and is the most costly: capital and operating expenses totaled 57.7 billion rubles. In the “effective” scenario with oil recovery factor equal to 0.36, NPV amounted to 2.9 billion rubles, and the total costs - 50.3 billion rubles.

Considering the set of influencing factors inherent in the project chosen by the investor, the most attractive was the «aggressive» scenario: NPV - 6.1 billion rubles, total costs - 55.3 billion rubles. with CIN - 0.35.

Наименование	Проект 19		Проект 20		Портфель 19-20		Дельта, %	
	Мощность	Стоимость объекта, млн. руб.	Мощность	Стоимость объекта, млн. руб.	Мощность	Стоимость объекта, млн. руб.	Мощность	Стоимость объекта
Бурение		2 921		6 814		9 882		2%
Энергоцентр	10 МВт	1 650	10 МВт	1 771	15 МВт	1 986	-25%	-42%
УПН	1 млн. т	1 587	1 млн. т	1 771	1,5 млн. т	1 595	-25%	-53%
КНС	1 млн.м³	316	1 млн.м³	350	1,5 млн. м³	350	-25%	-47%
ПСП	1 млн. т	835	1 млн. т	977	1,5 млн. т	1 254	-25%	-31%
АБК	949 м²	134	949 м²	155	949 м²	155	-50%	-46%
ВЖК	150 чел.	256	200 чел	311	200 чел	311	-43%	-45%
БПО		657		788		788		-45%
Площадка куста скважин		114		179		298		2%
Трубопроводы		524		794		964		-27%
Дороги			3,9	32	7,9	63	103%	97%
ЛЭП			3,9	15	7,9	29	103%	102%
Итого		8 993		13 957		17 675		-23%

Табл. 3: Оценка эффекта от оптимизации производственных мощностей. Влияние на объем капитальных затрат

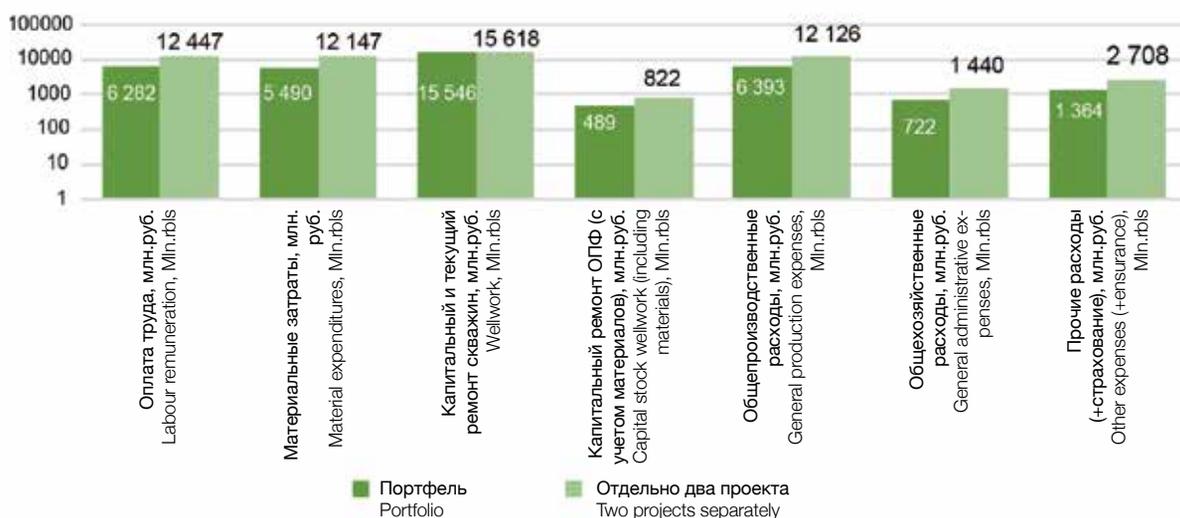


График 3: Оценка эффекта от оптимизации производственных мощностей. Влияние на объем операционных затрат

Graph 3: Assessment of the effect of optimizing of the production capacities. Impact on operating costs

- «агрессивный» вариант: относительно эффективного» варианта изменен только порядок ввода объектов в разработку - объекты вводятся одновременно, при этом будет введено 40% геологических запасов по объектам разработки.

Рассчитанные профили добычи нефти отражают примененные инвестором сценарии (график 1).

Проведенные ИТ-системой расчеты (график 2) показали, что «рациональный» вариант применительно к проекту №1 имеет самый высокий КИН (0,44), но при этом обладает самым низким NPV (607 млн. руб.) и является самым затратным:

Assessment of Synergy Potential from Joint Development of an Asset

In addition to analyzing options for optimizing reservoir development within one field, an investor can, using an automated system, assess the development potential of a portfolio of nearby fields, using synergy at the level of surface infrastructure systems.

Such an assessment allows a potential subsoil user to be more flexible when deciding whether to invest in a project (or projects) in the target region and consider not only single goals, but also their combination.

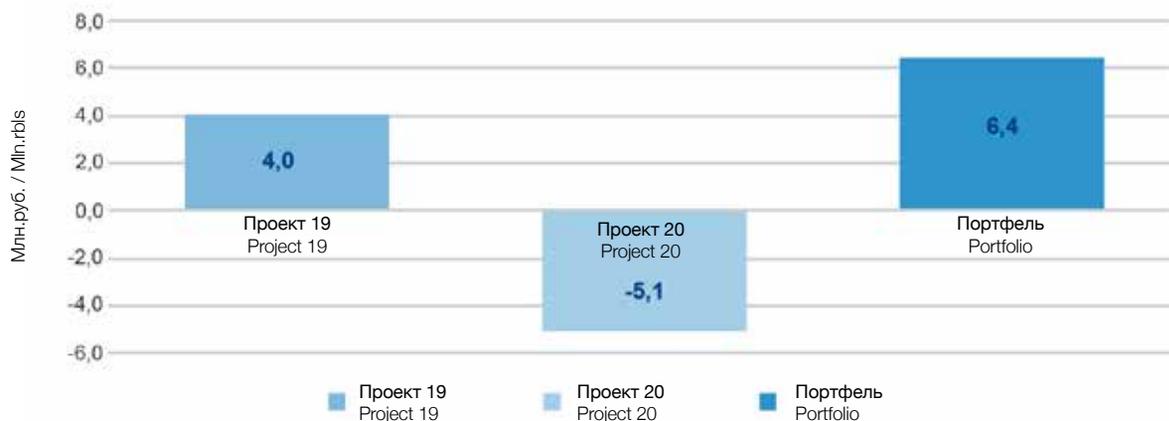


График 4: Результаты оценки потенциала синергии

Graph 4: Results of the assessment of synergy potential

капитальные и операционные затраты в сумме составили 57,7 млрд. руб. В «эффективном» сценарии при КИН, равном 0,36, NPV составил 2,9 млрд. руб., а общие затраты - 50,3 млрд. руб.

Учитывая присущий выбранному инвестором проекту набор влияющих факторов, самым привлекательным оказался «агрессивный» сценарий: NPV – 6,1 млрд. руб., совокупные затраты – 55,3 млрд. руб. при КИН - 0,35.

Оценка потенциала синергии от совместной разработки портфеля активов

Помимо анализа вариантов оптимизации разработки пластов в рамках одного месторождения инвестор может, применяя автоматизированную систему, оценить потенциал развития портфеля близлежащих месторождений, используя синергию на уровне систем наземного обустройства.

Такая оценка позволяет потенциальному недропользователю быть более гибким при принятии решения об инвестировании в проект (или проекты) в целевом регионе и рассматривать не только одиночные цели, но и их совокупность.

Эффект синергии приводит к оптимизации мощностей производственных объектов и, как следствие, происходит снижение стоимости их строительства.

Потенциал синергии можно проиллюстрировать, например, при оценке варианта совместной разработки проекта №19 и проекта №20 (табл. 3 и график 3).

Таким образом, в результате создания единой системы наземной инфраструктуры обоих

The synergy effect leads to optimization of the capacities of production facilities and, as a result, there is a decrease in the cost of their construction.

The potential for synergy can be illustrated, for example, when evaluating the option of joint development of project # 19 and project # 20 (Table 3 and Graph 3). Thus, because of the creation of a single system of onshore infrastructure for both fields, the total capital costs are reduced by 23%, and the savings in operating costs reach 37%.

The achieved cost optimization cannot help but affect the results of evaluating the effectiveness of investments. So, if the initial assessment by the investor of the attractiveness of project No. 19 took into account the NPV amount equal to 4 billion rubles, and project No. 20 - minus 5.1 billion rubles. (Table 2), then the joint development of both assets can bring the investor already a positive net discounted income of 6.4 billion rubles. (graph 4).

Conclusions

Finding attractive oil and gas assets for investment is a difficult task for a potential investor who is not familiar with the potential region. This task requires searching and analyzing a large amount of information from disparate sources, as well as significant labour costs of a team of experts in various fields.

The proposed assessment tool, due to natural limitations, cannot be used for a full-fledged technical and economic assessment of projects (conceptual engineering) and, even more so, at the stages of design and preparation of fields for putting into production, but it is sufficient for solving a number of problems facing the future subsoil user at the decision making stage on the definition of the investment goals.

месторождений совокупные капитальные затраты снижаются на 23%, а экономия по операционным затратам достигает 37%.

Достигнутая оптимизация затрат не может не сказаться на результатах оценки эффективности инвестиций. Так, если первоначальная оценка инвестором привлекательности проекта №19 учитывала размер NPV, равный 4 млрд.руб., а проекта №20 - минус 5,1 млрд.руб. (табл. 2), то совместная разработка обоих активов может принести инвестору уже положительный чистый дисконтированный доход в 6,4 млрд.руб. (график 4).

Выводы

Поиск привлекательных нефтегазовых активов для инвестирования является сложной задачей для потенциального инвестора, не знакомого с регионом будущей активности. Эта задача требует поиска и анализа большого количества информации из разрозненных источников, а также значительных трудозатрат команды экспертов в различных областях.

Предложенный инструмент оценки в силу естественных ограничений не может быть использован для полноценной технико-экономической оценки проектов (концептуальный инжиниринг) и, тем более, на этапах проектирования и подготовки месторождений к вводу в добычу, но является достаточным для решения целого ряда задач, стоящих перед будущим недропользователем на этапе принятия решения об определении инвестиционных целей.

Использование комплексной ИТ-системы, объединяющей геологическую и стоимостную базу данных, а также увязанные в единый алгоритм расчетные модели, позволяет:

- получить комплексную картину инвестиционной привлекательности активов региона;
- выбрать наиболее эффективный вариант разработки целевого актива, а также
- рассмотреть возможности развития портфеля активов, используя синергию на уровне систем обустройства.

Список литературы

1. Геологическое строение и нефтегазоносность Оренбургской области. Оренбургское книжное издательство, 1997 г.
2. Шашель А.Г. Геология и нефтегазоносность терригенного комплекса девона Самарского Поволжья. Москва, 2000 г.

The use of an integrated IT system that combines a geological and cost database, as well as calculation models linked into a single algorithm, allows:

- for a comprehensive picture of the investment attractiveness of the region's assets;
- choosing the most effective option for developing the target asset, and
- consider the possibilities of developing a portfolio of assets, using potential synergies for multiple developments

List of References

1. Geological structure and oil and gas content of the Orenburg region. Orenburg book publishing house, 1997
 2. Shashel A.G. Geology and oil and gas potential of the Devonian terrigenous complex of the Samara Volga region. Moscow, 2000
 3. A page on the Internet of the All-Russian Geological Research Institute. A.P. Karpinsky: <https://vsegei.ru/ru/>
 4. AACE International Recommended Practice No. 87R-14, Cost Estimate Classification System - As Applied for the Petroleum Exploration and Production Industry. 2015, Morgantown, WV: AACE International.
3. Страница в сети интернет Всероссийского научно-исследовательского геологического института им. А.П. Карпинского: <https://vsegei.ru/ru/>
 4. AACE International Recommended Practice No. 87R-14, Cost Estimate Classification System - As Applied for the Petroleum Exploration and Production Industry. 2015, Morgantown, WV: AACE International.



responsible upstream solutions



НЕКУДА ХОДИТЬ ?

ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС
INGENIX
COST
EVALUATOR®



РАШИРЯЕМ ВОЗМОЖНОСТИ ВАШИХ ИНВЕСТИЦИЙ



- **экспресс-оценка эффективности инвестиций в российские нефтяные проекты**
- **от геологических запасов до экономики – в одном ИТ-инструменте**
- **широкие возможности для варьирования сценариев развития актива**