



Кириллов Александр Иванович, Начальник отдела разработки, ООО «Индженикс Групп»
 Семигласов Дмитрий Юрьевич, Ведущий эксперт отдела разработки,
 ООО «Индженикс Групп»

Alexander Kirillov, Head of Development Department, «Ingenix Group» LLC,
 Dmitry Semiglasov, Lead Expert of Development Department, «Ingenix Group» LLC

Автоматизированный расчет показателей разработки нефтяного месторождения на этапе перспективного планирования инвестиций: опыт Ingenix Group

Ingenix Group: Calculating the Oil Field Development Parameters for Advanced Investment Planning

Перспективное планирование инвестиций в новые нефтегазовые проекты в современных реалиях невозможно без их технико-экономической оценки (ТЭО) – от запасов до экономики. При этом, отсутствие достаточного количества геолого-геофизической и прочей информации на раннем этапе перспективного планирования лишает инвестора возможности проведения полноценной экономической оценки, часто ограниченной только рассмотрением геолого-технических параметров или оценкой по различным мультипликаторам. Одновременно инвестор часто сталкивается с

Advanced investment planning into a greenfield oil and gas project is impossible without a Technical and Economic Assessment (TEA) – produced from reserve estimates to economic analysis. That said, the shortage of sufficient G&G data and other information, at an early stage of advanced planning, deprives an investor of the possibility to implement a meaningful economic evaluation, which is often limited to examinations of the geological and technical parameters or an evaluation based on various multipliers. Alongside that, an investor often faces time shortages for even rapid analysis of all of the possible investment alternatives in a region.

нехваткой времени даже на экспресс-анализ всех возможных альтернатив для инвестирования в регионе.

Как правило, в таком случае инвестор прибегает к экспертным оценкам, что само по себе не плохо. Однако, специалистов с релевантным опытом может просто не быть или они могут быть заняты. Объем вопросов, которые нужно решить по нескольким задачам одновременно, иногда просто слишком велик для предоставленных сроков. В этом случае, было бы рационально применить для оценки эффективности проектов автоматизированные программные комплексы. Для создания таких автоматизированных расчетных систем, требуется решить целый ряд задач, относящихся к различным профессиональным дисциплинам (геология, разработка, обустройство, экономика). При этом, одной из центральных методологических проблем для такого комплекса является расчет показателей разработки (профиля добычи) месторождения в условиях ограниченности входных данных.

В статье описана методика оценки показателей разработки (профиля добычи) месторождения, не введенного в разработку (так называемого «гринфилда»), разработанная специалистами Ingenix Group в процессе создания программного комплекса по экспресс-оценке месторождений. Методика разработана на основе собственного опыта выполнения проектов ТЭО, а также глубокого понимания нюансов концептуального проектирования нефтегазовых месторождений.

As a rule, in such cases an investor resorts to expert evaluations, which is not bad in itself. However, specialists with relevant experience may be not available or they might be busy. The range of issues that need to be solved simultaneously, is sometimes too great for those granted terms. In that case, it would be rational to apply an automated software solutions to assess a project's efficiency. In order to develop an automated computation systems, a wide range of tasks need to be solved, which are related to various professional disciplines (geology, development, construction, economics). That said, one of the key solutions for such systems is to compute the field development parameters (production profile) when you have limited available data.

The article describes the method for evaluating the development parameters (production profile) of a field that had not been put into development (the so called "Greenfield"), which was developed by the Ingenix Group specialists in the process of developing a software system capable of rapidly assessing a field. The method was developed with first-hand experience of implementing technical and economic assessment projects, as well as having an enhanced understanding of the nuances of conceptual engineering in oil and gas fields.

The calculation method (see Fig.1) consists of determining the oil recovery reserves using the oil recovery factor (ORF) based on the statistical

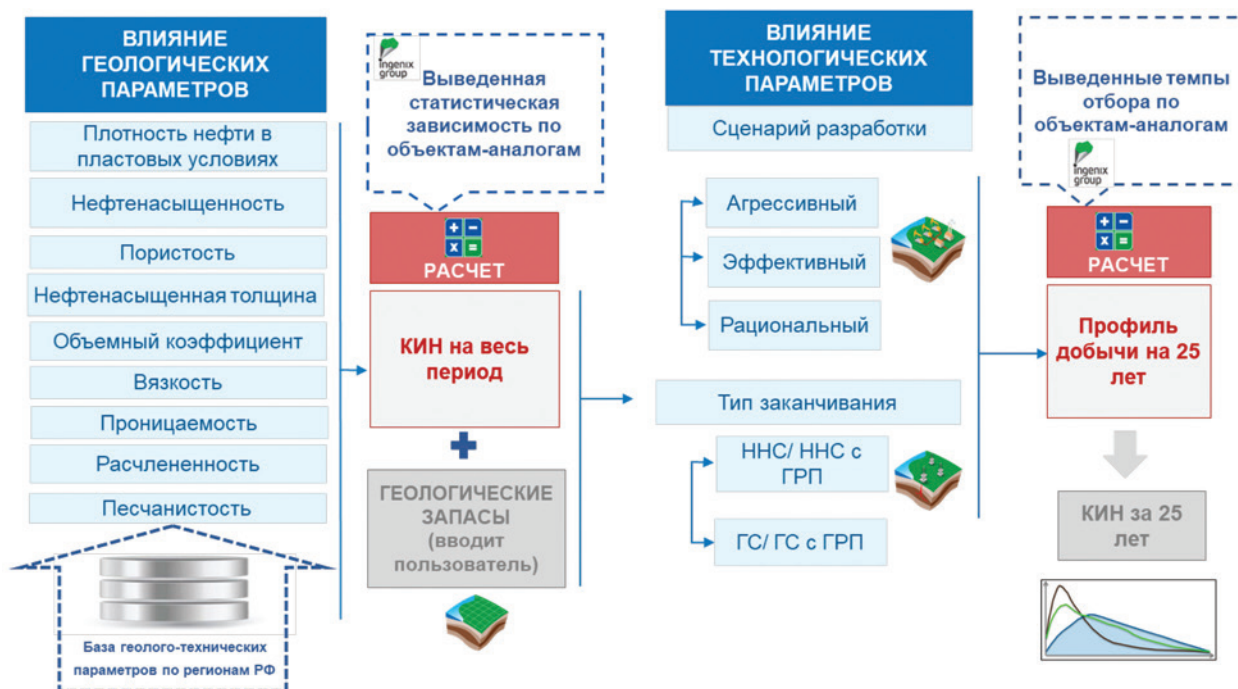


Рис. 1: Блок схема расчета технологических показателей разработки для одного объекта

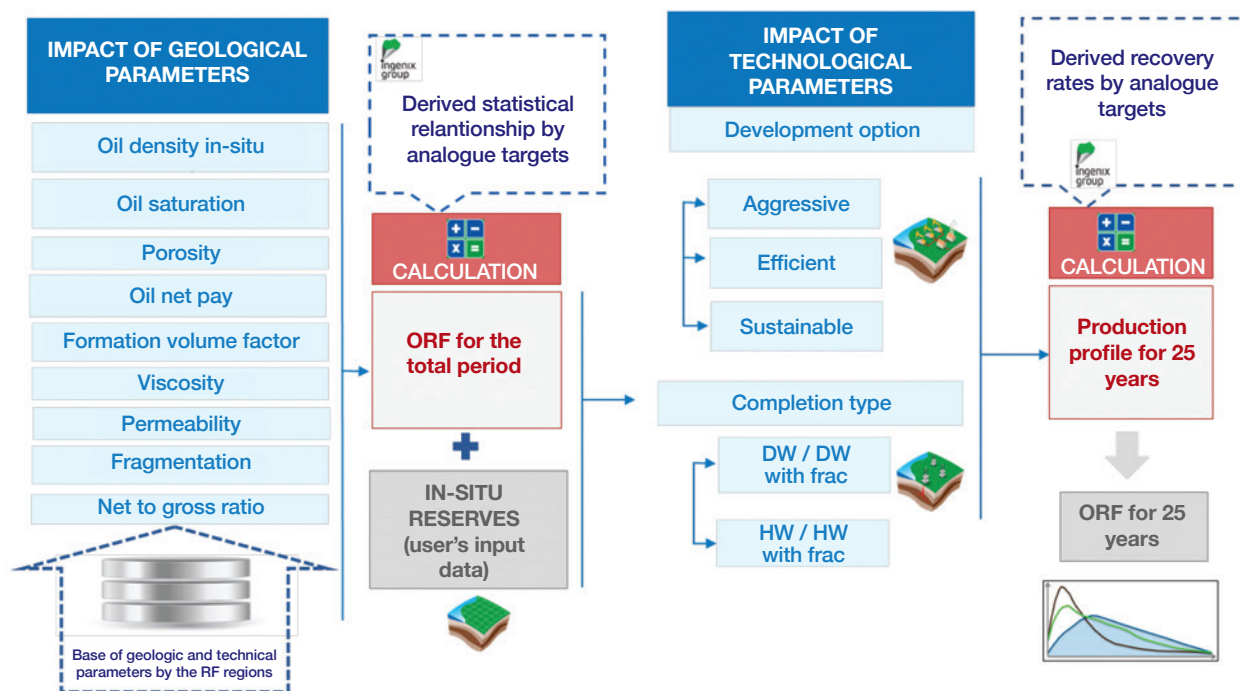


Fig. 1: Flow diagram of the engineering parameters for one target development

Методика расчета (см. рис. 1) заключается в определении извлекаемых запасов нефти через коэффициент извлечения нефти (КИН) по статистическим зависимостям, выведенным на основе данных по месторождениям-аналогам, и профиля добычи - по темпу отбора и характеристикам вытеснения.

Оценка КИН на весь период разработки

Данные по месторождениям-аналогам приняты из справочной литературы и открытых источников. Все ключевые исходные параметры (или далее – изменяемые геологические параметры) сведены в единую геологическую базу данных (ГБД), насчитывающую в настоящий момент свыше четырех тысяч объектов-аналогов. К изменяемым геологическим параметрам относятся следующие: глубина залегания, площадь нефтеносности, тип коллектора, коэффициенты пористости, нефтенасыщенности, песчанистости, расчлененности, пластовое давление, давление насыщения, температура, а также свойства флюидов: вязкость, плотность, газосодержание, объемный коэффициент.

Определение КИН за весь период разработки реализовано по статистическим многомерным зависимостям вида:

$КИН = f(N_i; C_i)$ – функциональные комплексы,
 N_i – свойства коллектора, C_i – свойства флюидов, подгружаемые из ГБД.

relationships derived from the analogue fields and production profiles – as a percent of the recovery and oil displacement characteristics.

ORF Evaluation for the Total Development Period

The data for the analogue fields was obtained from reference literature and open-source materials. All of the key initial parameters (or hereinafter referred to as the changing geological parameters) have been consolidated into a Geological Database (GDB), which currently contains more than four thousand analogue data sets. The following geological parameters fall into variable categories: occurrence depth, oil bearing area, reservoir type, porosity ratio, oil saturation, net to gross ratio, compartmentalization of reservoir, formation pressure, temperature, as well as fluid properties: viscosity, density, gas content, formation volume factor.

ORF was determined for the total development period, using the module of multi-dimensional statistical relationships like:

$ORF = f(N_i; C_i)$ – functional complexes,
 N_i – reservoir properties, C_i – fluid properties, uploaded from GDB.

Statistical relationships for carbonate and terrigenous reservoirs were obtained using the latest data from analogue targets.

It is a fact that to provide the rationale for ORF, when analyzing recoverable oil reserves, the specialists of the State Reserves Committee quite often use the statistical relationships obtained from various authors



RUSSIAN ENERGY
EVENTS EXPERTS

КАЛЕНДАРЬ МЕЖДУНАРОДНЫХ ВЫСТАВОК И КОНФЕРЕНЦИЙ

2021–2022

НЕФТЬ И ГАЗ | ЭНЕРГЕТИКА | ГОРНОЕ ДЕЛО | ТРАНСПОРТ | ТЕЛЕКОМ | БЕЗОПАСНОСТЬ



АЗЕРБАЙДЖАН



27-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ
НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ
CASPIAN OIL & GAS 2022



10-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
ЭНЕРГЕТИКА И
АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ЭНЕРГИЯ
CASPIAN POWER 2022

1–3 ИЮНЯ 2022 | БАКУ



19-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
ТРАНСПОРТ, ТРАНЗИТ И ЛОГИСТИКА
**TRANSLOGISTICA
CASPIAN 2022**

ИЮНЬ 2022 | БАКУ



26-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
ТЕЛЕКОММУНИКАЦИИ, ИННОВАЦИИ
И ВЫСОКИЕ ТЕХНОЛОГИИ
BAKUTEL 2021

1–3 ДЕКАБРЯ 2021 | БАКУ

БАХРЕЙН



2-я МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ
ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ
НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ
GDA 2022

30 МАЯ – 2 ИЮНЯ 2022 | МАНАМА

ИНДИЯ



14-я ИНДИЙСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ
НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЫСТАВКА И
КОНФЕРЕНЦИЯ

2022 | НЬЮ-ДЕЛИ

PETROTECH 2022

КАЗАХСТАН



27-я КАЗАХСТАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ
НЕФТЬ И ГАЗ
KIOGE 2021

5–7 ОКТЯБРЯ 2021 | НУР-СУЛТАН

США



23-й МИРОВОЙ НЕФТЯНОЙ
КОНГРЕСС И ВЫСТАВКА
WPC 2021

5–9 ДЕКАБРЯ 2021 | ХЬЮСТОН



ОАЭ



32-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
И КОНФЕРЕНЦИЯ ПО ПРИРОДНОМУ
И СЖИЖЕННОМУ ПРИРОДНОМУ
ГАЗУ (СПГ)

GASTECH 2021

21–23 СЕНТЯБРЯ 2021 | ДУБАЙ



26-я МЕЖДУНАРОДНАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА
АФРИКАНСКАЯ
НЕФТЯНАЯ НЕДЕЛЯ
AFRICA OIL WEEK 2021

8–11 НОЯБРЯ 2021 | ДУБАЙ

ТУРКМЕНИСТАН



14-я ТУРКМЕНИСТАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
ПО ТЕЛЕКОММУНИКАЦИЯМ
И ИНФОРМАЦИОННЫМ
ТЕХНОЛОГИЯМ
TURKMENTEL 2021

23–24 НОЯБРЯ 2021 | АШХАБАД

УЗБЕКИСТАН



24-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
И КОНФЕРЕНЦИЯ
НЕФТЬ И ГАЗ • **OGU 2022**

18–20 МАЯ 2022 | ТАШКЕНТ



15-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
И ФОРУМ
ГОРНОЕ ДЕЛО, МЕТАЛЛУРГИЯ
И МЕТАЛЛООБРАБОТКА
**MININGMETALS
UZBEKISTAN 2021**



12-я ЦЕНТРАЛЬНОАЗИАТСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
ОХРАНА, БЕЗОПАСНОСТЬ И
ПРОТИВОПОЖАРНАЯ ЗАЩИТА
SECUREX UZBEKISTAN 2021



17-я МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И ФОРУМ
ТРАНСПОРТ И ЛОГИСТИКА
**TRANSLOGISTICA
UZBEKISTAN 2021**

3–5 НОЯБРЯ 2021 | ТАШКЕНТ



RUSSIAN ENERGY
EVENTS EXPERTS

РАШН ЭНЕРДЖИ
ЭВЕНТС ЭКСПЕРТС
RE3 – RUSSIAN ENERGY
EVENTS EXPERTS
T +7 499 348 85 00
E info@re3.events
www.re3.events

Статистические зависимости получены для карбонатных и терригенных коллекторов по актуальным данным объектов-аналогов.

Известно, что для обоснования КИН при рассмотрении извлекаемых запасов нефти в ФБУ «ГКЗ» экспертами достаточно часто применяются статистические зависимости различных авторов и институтов, приводящие при определенных условиях к ощутимому разбросу значений результирующего показателя.

Рассмотрим для примера тестовое месторождение со следующими изменяемыми геолого-физическими параметрами:

- геологические запасы нефти - 44,5 млн.т.;
- коллектор - терригенный;
- пористость 17%;
- средняя проницаемость – 15 мД;
- средняя нефтенасыщенная толщина – 5 м;
- нефтенасыщенность – 0,53 дол.ед.;
- расчлененность - 9;
- песчанистость - 0,41;
- вязкость нефти в пластовых условиях - 1,38мПа*с;
- плотность нефти в пластовых условиях 864 кг/м³;
- вязкость воды в пластовых условиях - 1мПа*с.

and institutions which results in considerable data scattering of the parameters under certain conditions.

Let us consider, for purposes of illustration, a test field having the following changing geological parameters:

- original oil in place reserves - 44,5 MT.;
- reservoir type - terrigenous;
- porosity 17%;
- average permeability – 15mD;
- average oil net pay – 5 m;
- oil saturation – 0.53 unit fractions;
- compartmentalization (number of sand beds) - 9;
- net to gross ratio – 0.41;
- oil viscosity in situ - 1,38mPA*c ;
- oil density in situ 864 kg/m³;
- water viscosity in situ – 1mPA*c .

One can conduct ORF estimations for the given geologic and physical conditions using the statistical relationships from various authors (Table 1):

As it is seen from the table, the ORF values range from 0.224 to 0.391 (the mean value is 0.319, deviation from the mean value ranges from -30% to +22%). Data scattering, when estimating ORF using statistical relationships, is too great: for instance, when ORF is equal to 0.224, the recoverable oil reserves would amount to 9.9 MT, while with ORF equal to 0.391 they would be 17.3 MT already.

Статистическая зависимость Statistical relationship	КИН ORF	Отклонение от среднего Deviation from mean value
Кожакин С. В., Б.Т. Баишев, В.В. Исайчев S.V.Kozhakin, B.T.Baishev, V.V.Isaichev	0,391	22%
Гомзилов В.Г., Молотова Н. А. V.G.Gomzikov, N.A.Molotova	0,333	4%
Гомзилов В.К. V.K.Gomzikov	0,337	6%
Р. Гутри, М. Гринберг R.Guthrie, M.Greenberg	0,27	-15%
Д. Арпс D.Arps	0,377	18%
ИГ и РГИ Institute of Geology and Development of Fossil Fuels	0,329	3%
СибНИИНП Siberian Oil Industry Research Institute	0,224	-30%
Амелин И.Д., Субботина Е.В. I.D. Amelin, E.V.Subbotina	0,358	12%
Абызбаев И. И., Насыров Г. Г. I.I.Abyzbayev, G.G.Nasyrov	0,255	-20%
Среднее Total mean value	0,319	

Табл. 1: Оценка величин КИН за весь период разработки по статистическим зависимостям

Table 1: ORF estimation for the total development period using statistical relationships



KIOGE
OIL&GAS KAZAKHSTAN

ufi
Approved
Event

27-я Казахстанская
международная
выставка и конференция
НЕФТЬ И ГАЗ

5–7 октября 2021

www.kioge.kz

ГЛАВНАЯ
НЕФТЕГАЗОВАЯ
ВЫСТАВКА
В КАЗАХСТАНЕ

ПО ВОПРОСАМ УЧАСТИЯ ОБРАЩАЙТЕСЬ



**RUSSIAN ENERGY
EVENTS EXPERTS**

T +7 499 348 85 00
E info@re3.events
www.re3.events

Для приведенных геолого-физических условий можно провести оценку КИН по статистическим зависимостям различных авторов (табл. 1):

Как видно из таблицы, величины КИН находятся в диапазоне от 0,224 до 0,391 (среднее значение 0,319, отклонение от среднего от -30% до +22%). Разброс значений при оценке КИН по статистическим зависимостям слишком велик: так, при КИН, равном 0,224, извлекаемые запасы составят 9,9 млн.т., а при КИН, равном 0,391, - уже 17,3 млн.т.

Автоматизированный комплекс, разработанный Ingenix Group, в данной ситуации дает оценку КИН, равную 0,330. Авторский подход к оценке КИН также использует статистические зависимости, однако имеет два существенных отличия, повышающих надежность оценки на этапе планирования инвестиций:

- зависимости, используемые в Ingenix Cost Evaluator, получены по большому количеству объектов-аналогов;
- выведенные зависимости, более полно учитывают ключевые геолого-физические данные и свойства пластовых флюидов.

В статистических зависимостях многих авторов присутствуют такие показатели, как нефтенасыщенная толщина, проницаемость, относительная вязкость и т.д., но эти зависимости получены в 70-80-х годах прошлого столетия по ограниченному количеству месторождений, не имевших на тот момент достаточной истории разработки и фактически достигнутых КИН.

Для получения хорошей сходимости прогнозных КИН с реально достигнутыми в процессе разработки при определенных геолого-физических условиях были выделены основные факторы, влияющие на достижение КИН. Проведена настройка зависимости на ключевые показатели с небольшой относительной погрешностью. Таким образом, при вводе исходных данных объекта-аналога получается расчет КИН, близкий к фактически достигнутому по объекту-аналогу. Пример сходимости прогнозной и фактической накопленной добычи нефти приведен на рис. 2.

Прогноз темпов отбора по объектам разработки и профиля добычи по месторождению

Для расчета технологических показателей авторы используют зависимость темпа отбора от извлекаемых запасов и КИН, а также характеристики вытеснения.

The automated system would provide the ORF estimation equal to 0.330 in this case. The authors' approach to the ORF estimation also employs statistical relationships but it has two distinctive features that increases the reliability of the evaluation at the investment planning stage:

- Dependencies used in the Ingenix Cost Evaluator, were obtained using a vast number of analogue targets;
- Inferred dependencies, make better account of the key geologic and physical data and properties of the formation fluids.

The statistical relationships of many authors contain such parameters as net pay, permeability, relative viscosity etc., but those relationships were obtained in the 70's-80's using a limited number of oil fields having insufficient production history and no actually achieved ORF at that time.

To achieve a good convergence of the forecasted ORF values with the actual ones obtained in the process of development under certain geologic and physical conditions, the key factors were singled out as having an effect on the achievement of the ORF values. A dependency was setup for the key parameters with a small fractional uncertainty. Thus, when entering the initial data from the analogue targets, we obtain the estimation of the ORF, very close to the ORF value, which was actually achieved on an analogue target. The forecasted example and the actual cumulative production is presented in Fig.2.

The Forecasted Rate of Recovery of the Development Targets and Production Profile of the Field

This calculation is carried out for a 25 year period. The growth in accuracy and realism of the estimates is achieved due to the increased quantity of the engineering parameters and their changing regulated values. They include the following:

- number of targets;
- field development plan;
- well completion type;
- field development start year;
- proportion of overlapped development targets;
- offset of target development start points relative of each other.

The possibility of involving several targets into the assessment of engineering parameters, yet at the early stage, is sufficiently important to maintain the realism of the evaluation. It is also assumed that each of the targets is developed using an individual spacing pattern (Fig.3).

The following development options may be considered for each of the targets: aggressive, efficient or

График сходимости накопленной добычи нефти
Diagram of Cumulative Oil Production Convergence

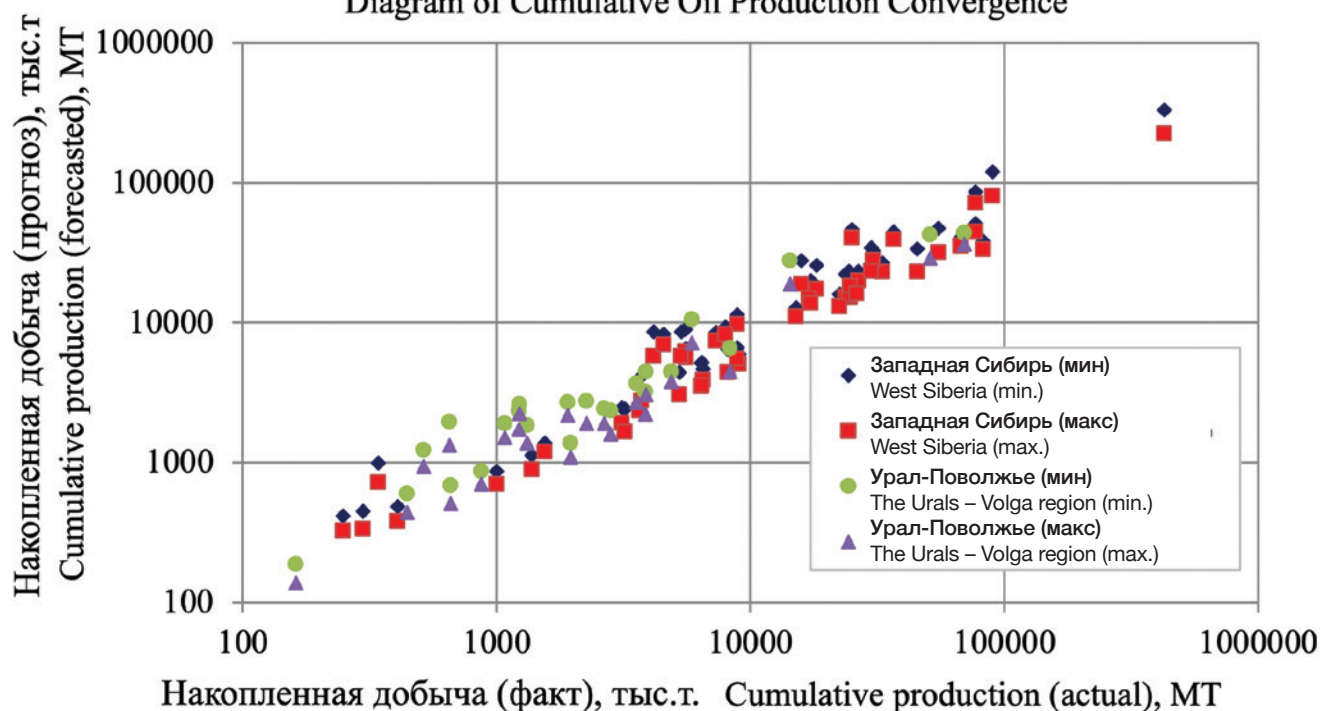


Рис. 2: График сходимости прогнозной и фактической накопленной добычи нефти
Fig. 2: Diagram of Cumulative Forecasted and Actual Oil Production Convergence

Расчет выполняется на период 25 лет. Повышение точности и реалистичности оценки достигается за счет увеличения количества и регулирования значений изменяемых технологических показателей. К ним относятся:

- количество объектов;
- сценарий разработки;
- тип заканчивания скважин;
- год начала разработки;
- доля перекрытия объектов разработки;
- смещение начала разработки относительно друг друга.

sustainable. The “aggressive” option presumes that the best sectors of a development target shall be involved; the coverage of reserves shall be around 60%. The “efficient” option presumes that up to 80% of reserves shall be involved, without drilling in marginal zones. The “sustainable” option presumes that full-scale drilling shall be involved and 100% of a target’s reserves shall be brought into development.

All of the options presume that a formation pressure maintenance system is in place. Flooding

График бурения и профиль добычи Drilling schedule and production profile

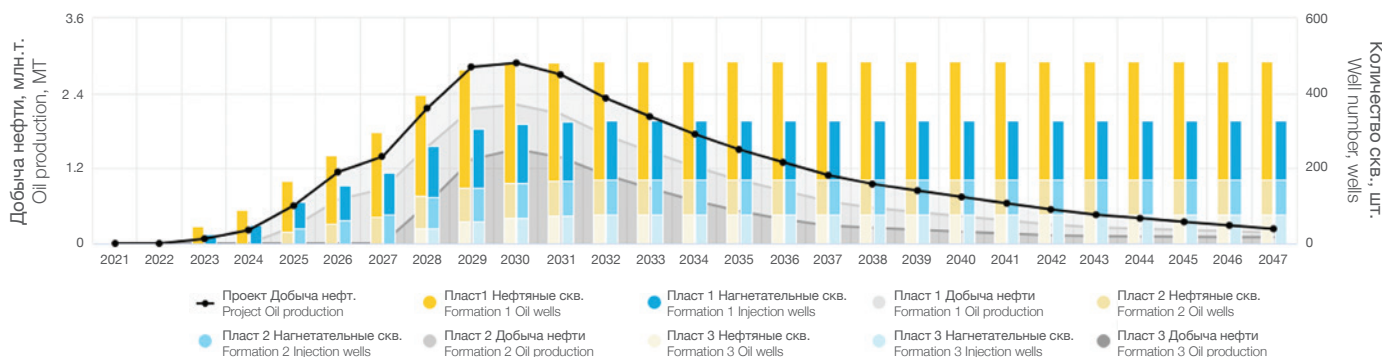


Рис. 3: Динамика показателей по сценариям и типам заканчивания скважин
Fig. 3: Change in production by scenario and well completion type

Возможность уже на начальном этапе включить в оценку технологических показателей разработки несколько объектов является достаточно важной для сохранения реалистичности оценки. При этом предполагается, что каждый из рассматриваемых объектов разрабатываемых самостоятельной сеткой скважин (рис.3).

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 ~60%. «Эффективный» вариант предполагает ввод в разработку до 80% запасов без разбуривания краевых зон. «Рациональный» вариант предполагает полное разбуривание и ввод всех 100% запасов объекта.

Во всех вариантах предусматривается реализация системы поддержания пластового давления. Система заводнения для площадных и рядных систем разработки задана соотношением числа добывающих и нагнетательных скважин. Объемы закачки воды рассчитываются через компенсацию отбора закачкой. От выбранного сценария разработки зависит темп разбуривания (от года до семи лет), а также плотность сетки скважин и темп отбора.

Каждый из объектов разбуривается самостоятельной сеткой скважин с выбранным типом заканчивания скважин: наклонно-направленными скважинами (далее - ННС) или горизонтальными скважинами (далее - ГС). К каждому типу заканчивания можно применить ГРП или МГРП.

Исходя из опыта проектирования, в вариантах с горизонтальными технологиями для небольших месторождений с геологическими запасами до 5 млн. т. длина горизонтальной части ствола принята равной 750 м, для остальных месторождений - 1000 м. Количество стадий ГРП в горизонтальных скважинах определено через расстояние между каждой операцией - 150 м.

Для оценки возможной вариативности для описанного выше тестового объекта разработки была произведена серия расчетов по трем сценариям (рациональный, эффективный, агрессивный). По каждому сценарию рассчитаны варианты с различным типом заканчивания скважин (ННС и ГС). Год ввода объекта в

for dispersed and line-drive waterflood systems is determined by the number of production and injection wells. The injected amount of water is calculated through a water injection ratio. A selected development option determines the field development rate (from years one to seven), as well as the well density grid and the recovery rate.

Each of the targets is drilled using an individual well spacing pattern with a selected well completion type: deviated (DW) or horizontal wells (HW). Hydraulic or multi-stage hydraulic fracturing can applied to each of the completion types.

Judging by past experience, well planning for horizontal wells, the length of the horizontal section is accepted as 750m for small fields with in-place reserves of up to 5 MT; for the rest of the fields 1000m is used. The number of stages in a hydraulic fracturing job is determined through distance between each operation equal to 150m.

To evaluate the possible variations, a series of calculations were carried out using the three options (sustainable, efficient, aggressive). The variants with different types of well completion (DW and HW) were calculated on each of the options. The target will be brought into development in 2022. According to the method described above, the system has determined the dynamics of oil production and the well stock dynamics for the producing and injection wells, broken down by year.

The results of each option has been consolidated into a graphical representation demonstrating the key development indicators: well stock (producing/injecting), cumulative production for 25 years, specific production per well, well completion type, as well as the ORF for 25 years of development (Fig.4).

The results of the engineering simulations based on all of the options are presented in Table 2. The option for drilling deviated wells would require the maximum construction of 474 wells with the sustainable option, 289 wells with the aggressive option; for 25 years, the specific oil production would amount to 29.8 thousand tons and 36.7 thousand tons, according to the options, respectively. When we move to the next options and well completion types, the number of wells goes down and the specific oil production per well grows.

The maximum ORF (for 25 years) – 0.266 unit fractions – was obtained for the sustainable option of drilling



K1g (normal) 2526m

Количество скважин, шт (добывающих/
нагнетательных)
Well number, wells (producing / injecting)

316 / 158

Накопленная добыча нефти за 25 лет, млн.т
Cumulative oil production for 25 years, MT

9.41

Добыча на 1 доб.скв за 25 лет, тыс.т.
Production per 1 producing well per 25 years, MT

29.78

КИН за 25 лет
ORF for 25 years

0,2114

Тип заканчивания скважины
Well completion type

ННС



K1g (effective) 2526m

Количество скважин, шт (добывающих/
нагнетательных)
Well number, wells (producing / injecting)

93 / 93

Накопленная добыча нефти за 25 лет, млн.т
Cumulative oil production for 25 years, MT

9.84

Добыча на 1 доб.скв за 25 лет, тыс.т.
Production per 1 producing well per 25 years, MT

105.81

КИН за 25 лет
ORF for 25 years

0,2233

Тип заканчивания скважины
Well completion type

ГС HW



K1g (agressive) 2526m

Количество скважин, шт (добывающих/
нагнетательных)
Well number, wells (producing / injecting)

77 / 76

Накопленная добыча нефти за 25 лет, млн.т
Cumulative oil production for 25 years, MT

10.18

Добыча на 1 доб.скв за 25 лет, тыс.т.
Production per 1 producing well per 25 years, MT

132.21

КИН за 25 лет
ORF for 25 years

0,2387

Тип заканчивания скважины
Well completion type

ГС + МГРП HW + Multifrac

Рис. 4: Показатели разработки по сценариям и типам заканчивания скважин для одного объекта разработки (экран из программы)
Fig. 4: Development indicators broken down by the options and well completions for a single development target (screenshot).

разработку – 2022. По методике, описанной выше, комплексом была определена динамика добычи нефти и динамика фонда добывающих и нагнетательных скважин по годам.

Результаты расчетов по каждому сценарию сводятся автоматизированным комплексом в графическое представление, демонстрирующее ключевые показатели разработки: фонд скважин (добывающих / нагнетательных), накопленная добыча нефти за 25 лет, удельная добыча нефти на скважину, тип заканчивания скважин, а также КИН достигаемый за 25 лет разработки (Рис .4). Результаты технологических расчетов по всем сценариям приведены в таблице 2 ниже. Вариант с разбуриванием наклонными скважинами при рациональном варианте потребует максимального строительства скважин 474 ед., при агрессивном

the target using horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing, with a total well stock of 194 wells; the specific oil production amounted to 122 thousand tons for 25 years; for the aggressive option, the total well stock of horizontal well using multi-stage hydraulic fracturing amounted to 122 thousand tons, while the specific cumulative production was maximum 138 thousand tons. Thus, the ORF data scattering, using the options and well completion types, spreads from the minimum of 0.179 to the maximum of 0.266. The maximum ORF was obtained in the sustainable option with horizontal wells using multi-stage hydraulic fracturing, while the maximum specific oil production per well was obtained using the aggressive option with horizontal wells and multi-stage hydraulic fracturing (Fig. 5-7).

That said, one should note that it is still too early to compare the economic efficiency of different options

Option	DW			DW + frac			HW			HW + frac		
	Well number	Specific oil production per well	ORF	Well number	Specific oil production per well	ORF	Well number	Specific oil production per well	ORF	Well number	Specific oil production per well	ORF
Sustainable	474	29,78	0,211	428	34,79	0,224	227	102,5	0,263	194	122,1	0,266
Efficient	314	33,07	0,181	315	38,22	0,193	186	106,9	0,223	163	130,2	0,240
Aggressive	289	36,68	0,179	271	41,82	0,191	173	109,2	0,213	153	137,9	0,230

Table 2: ORF estimation for the total development period using statistical relationships

Сценарий	ННС			ННС + ГРП			ГС			ГС + ГРП		
	Кол-во скв.	Уд. добыча нефти на скв.	КИН	Кол-во скв.	Уд. добыча нефти на скв.	КИН	Кол-во скв.	Уд. добыча нефти на скв.	КИН	Кол-во скв.	Уд. добыча нефти на скв.	КИН
Рациональный	474	29,78	0,211	428	34,79	0,224	227	102,5	0,263	194	122,1	0,266
Эффективный	314	33,07	0,181	315	38,22	0,193	186	106,9	0,223	163	130,2	0,240
Агрессивный	289	36,68	0,179	271	41,82	0,191	173	109,2	0,213	153	137,9	0,230

Табл.2: Результаты расчета технологических показателей разработки тестового месторождения по 12 вариантам

варианте – 289 ед., соответственно удельная добыча нефти за 25 лет составит 29,8 тыс.т. и 36,7 тыс.т. по вариантам. При переходе к следующим сценариям и типам заканчивания сокращается количество скважин и растет удельная добыча нефти на скважину.

Максимальный КИН (за 25 лет) - 0,266 дол. ед., - получен для рационального сценария при разбуривании объекта горизонтальными скважинами с многостадийным ГРП, общим фондом 194 скважины, удельная добыча нефти за 25 лет составила 122 тыс.т., для агрессивного сценария общий фонд горизонтальных скважин с МГРП составил 153 ед. и удельная накопленная добыча нефти максимальная 138тыс.т. Таким образом, разброс величин КИН по сценариям и типам заканчивания имеет значения от минимального 0,179 до максимального 0,266. Максимальный КИН получен в рациональном варианте с горизонтальными скважинами с МГРП, а максимальная удельная добыча нефти на скважину получена при агрессивном варианте с горизонтальными скважинами с МГРП (рис. 5-7).

При этом стоит отметить, что на этом этапе сравнивать экономическую эффективность различных вариантов пока рано. Как правило, варианты с более высокой добычей требуют и больших расходов на бурение. Расчет экономической эффективности проводится в автоматизированном программном комплексе Ingenix Cost Evaluator на основе технологических расчетов на следующем этапе (более подробно описано в статье «Оценка нефтяных гринфилдов: как снизить риски инвестора еще на старте?», ROGTEC, №63).

Таким образом, описанный модуль расчета показателей разработки нефтяных месторождений позволяет инвестору уже на этапе выбора цели и подготовки инвестиционного решения не только получить расчет профиля добычи нефти

at this stage. As a rule, options with higher production demand higher expenditures for drilling. The calculation of economic efficiency is carried out in the automated software system Ingenix Cost Evaluator on the basis of next stage engineering calculations (this was described in more detail in the article “Greenfield Valuation: How to Reduce Initial Investor Risks?”, ROGTEC, Issue 63).

Thus, the module calculating the oil field development indicators lets an investor, early in the stage of target selection and investment decision preparation, not only to obtain the estimation of the oil production profile on an evaluated asset, but to also determine an optimal approach to its development.

The module is not meant to create an engineering design of a field at the project definition phase and for any operational control of the development, therefore, it cannot provide a user with such features like, depletion estimation, or the estimations of options with the use of equipment for dual production and injection.

However, at the advanced planning stage, it can provide a potential investor with an advantage while searching and sorting the input data, the advantage of methodical uniformity and the computation speed due to:

- unified database by region and development targets;
- high calculation speed;
- multivariations (3 development options);
- “multitargetness” (dealing with up to three development targets at a time);
- possibility of setting up various well completion types;
- flexibility (possibility of inputting your own initial data).

Thus, the target objective of estimating production profile over a field can be solved without building any complex hydrodynamic models and involving any third-party contractors. It took us 30 minutes of time to carry out a series of calculations (without taking into account further economics). As a result, an investor would gain a chance, within a short time, to evaluate several possible project development options, from geology to economics, and optimize his risks when entering a project.

по оцениваемому активу, но и определить оптимальный подход к его развитию.

Модуль не предназначен для проектирования разработки на этапе подготовки проектного документа и для оперативного управления разработкой, поэтому не может предоставить пользователю такой функционал, как, например, расчет на истощении, или расчет с применением оборудования одновременно-раздельной добычи и закачки.

Однако на этапе перспективного планирования он может дать потенциальному инвестору преимущество в поиске и уточнении исходных данных, методическом единообразии и скорости расчетов благодаря:

- единой базе данных по регионам и по объектам разработки;
- высокой скорости расчетов;
- многовариантности (3 сценария разработки);
- многообъектности (до трех объектов разработки);
- возможности задания различного типа заканчивания скважин;
- гибкости (возможность ввода собственных исходных данных).

Таким образом, целевая задача расчета профиля добычи по месторождению решается без построения сложных гидродинамических моделей и привлечения сторонних исполнителей. Для приведенной серии расчетов потребовалось 30 минут времени (без учета дальнейших экономических расчетов). В конечном итоге инвестор получит возможность за короткое время оценить несколько возможных сценариев развития проекта от геологии до экономики и оптимизировать свои риски при входе в проект.

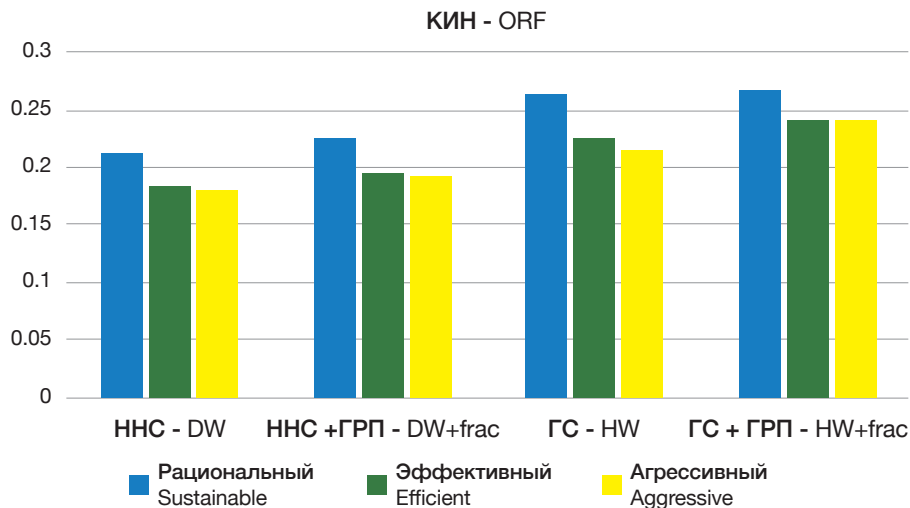


Рис. 5: Распределение КИН по сценариям и типам заканчивания скважин

Fig. 5: Distribution of ORF by the options and well completion types

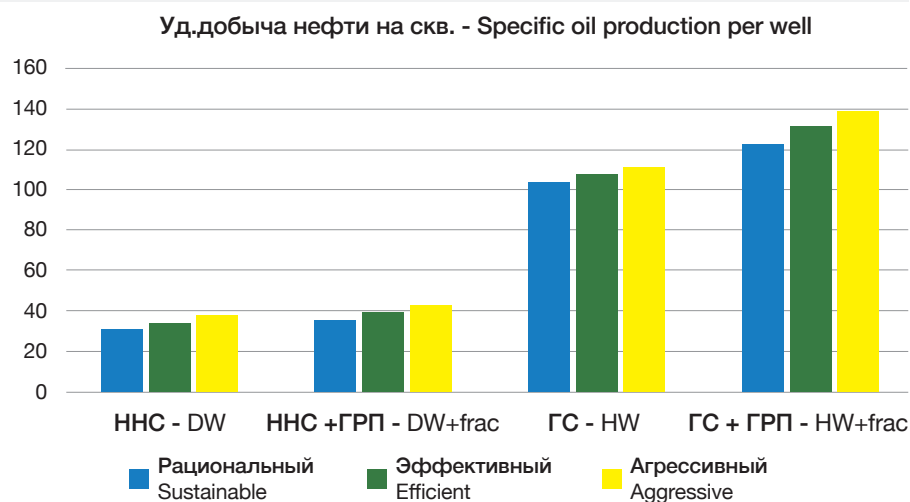


Рис. 6: Распределение удельной добычи нефти на скважину по сценариям и типам заканчивания скважин

Fig. 6: Distribution of specific oil production per well, by options and well completion types

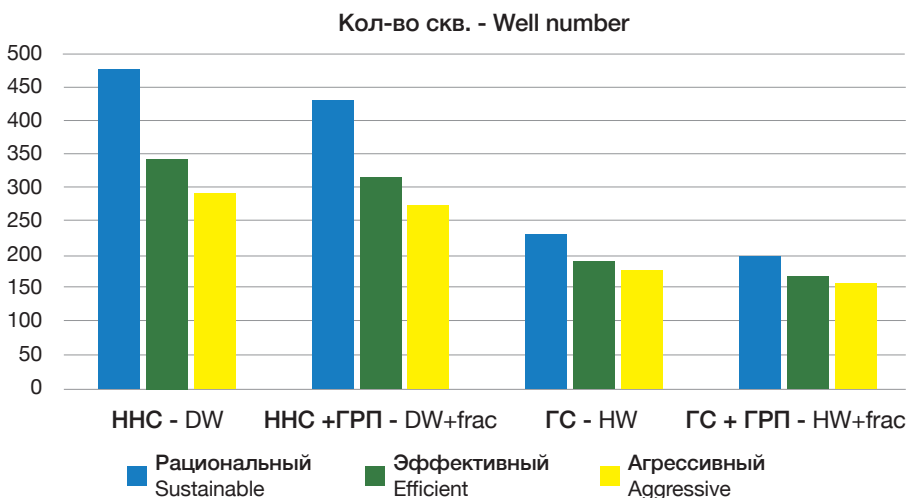


Рис. 7: Распределение количества скважин по сценариям и типам заканчивания

Fig. 7: Distribution of well number, by options and well completion types