

# Повышение эффективности разработки новых нефтегазоконденсатных залежей за счет применения методики выбора объекта-аналога (часть 1)

Абдрахманова Э.К.<sup>1</sup>, Исламов Р.Р.<sup>1</sup>, Кузин И.Г.<sup>1</sup>, Нигматуллин Ф.Н.<sup>1</sup>, Антаков И.С.<sup>1</sup>, Кузнецов А.М.<sup>2</sup>, Гилаев Г.Г.<sup>3</sup>

<sup>1</sup>ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, <sup>2</sup>РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, <sup>3</sup>КубГУ, Кубань, Россия  
abdrakhmanovaek@bnipi.rosneft.ru

## Аннотация

Поиск аналогов для нефтегазовых залежей представляет собой сложную задачу, так как на динамику добычи нефти, газового фактора, обводнённости существенное влияние оказывает целый комплекс параметров пласта. В связи с этим разработаны методика и программный модуль для выбора объекта-аналога, позволяющие учесть ключевые качественные и количественные геолого-физические характеристики залежи [1].

## Материалы и методы

Методика и модуль для выбора аналогового пластового объекта. Характеристики смещения объекта-аналога водохранилища. Использование объекта-аналога для верификации гидродинамической модели нового объекта водохранилища.

## Ключевые слова

система разработки, геолого-физические характеристики, аналог, нефтегазоконденсатная залежь

Финансирование. Работа выполнена в рамках целевого инновационного проекта №226 ПАО «НК «Роснефть» «Разработка системы ТЭО для нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений».

## Для цитирования

Абдрахманова Э.К., Исламов Р.Р., Кузин И.Г., Нигматуллин Ф.Н., Антаков И.С., Кузнецов А.М., Гилаев Г.Г. Повышение эффективности разработки новых нефтегазоконденсатных залежей за счет применения методики выбора объекта-аналога // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 7. С. 66–69. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-66-69

Поступила в редакцию: 18.11.2022

OIL PRODUCTION

UDC 622.276 | Original Paper

## Improving the efficiency of development new oil and gas condensate reservoirs using a method for selecting an analogue

Abdrakhmanova E.K.<sup>1</sup>, Islamov R.R.<sup>1</sup>, Kuzin I.G.<sup>1</sup>, Nigmatullin F.N.<sup>1</sup>, Antakov I.S.<sup>1</sup>, Kuznetsov A.M.<sup>2</sup>, Gilaev G.G.<sup>3</sup>

<sup>1</sup>“RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, <sup>2</sup>Gubkin University, Moscow, Russia, <sup>3</sup>Kuban state technological university, Kuban, Russia  
abdrakhmanovaek@bnipi.rosneft.ru

## Abstract

Searching analogs for oil and gas deposits is a difficult task, because the dynamics of oil production, gas factor and water cut is significantly influenced by a whole complex of reservoir parameters. In this regard, a methodology and a software module have been developed for selecting an analogue object that based on the qualitative and quantitative geological-physical characteristics of the reservoir [1].

## Materials and methods

Methodology and module for selecting an analogue reservoir object. Characteristics of displacement of an analogue reservoir object. Using an analogue object to verify the hydrodynamic model of a new reservoir object.

## Keywords

hydrodynamic model, development system, multivariate calculations, geological-physical characteristics, analogue, oil and gas condensate reservoir

## For citation

Galiev R.R., Voloshina A.A., Novikov A.P., Abdrahimov R.I. Paleotectonic analysis of the northern part of the Priobskoye oil field. Exposition Oil Gas, 2022, issue 7, P. 66–69. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-66-69

Received: 18.11.2022

## Введение

Проектирование разработки новых объектов сопровождается проблемами неопределенности и неполноты необходимых исходных данных. Одним из путей решения данной проблемы является поиск объектов-аналогов, на основе опыта разработки которых можно провести оценку коэффициента извлечения нефти (КИН), прогнозной динамики обводнения и газового фактора в условиях реализованной на объекте-аналоге системы разработки. Кроме того, возможно сопоставление разных систем разработки в случае, если будут найдены аналоги, разрабатываемые с применением различных систем разработки. По новым неразработанным залежам одной из ключевых неопределенностей является информация о кривых относительных фазовых проницаемостей (ОФП), которые будут определять динамику обводнения и газового фактора. Для минимизации данной неопределенности в случае отсутствия собственных керновых исследований можно провести адаптацию гидродинамической модели (ГДМ) нового объекта на исторические показатели разработки по выбранному объекту-аналогу, либо напрямую использовать кривые ОФП по объекту-аналогу в случае их наличия.

Обычно при поиске аналогов производится сравнение количественных или качественных характеристик разных объектов. Зачастую характеристики для сравнения аналогов выбираются субъективным образом, из-за чего адекватность найденных аналогов во многом зависит от опыта и компетентности специалистов. Кроме того, такой подход требует больших временных затрат.

Вопросы подбора аналогов рассмотрены в большом количестве работ. Можно выделить подходы, которые опираются на сравнение количественных характеристик пласта,

и подходы, опирающиеся на сравнение качественных характеристик [2–4]. В работе [5] описана мировая база данных пластов-аналогов Digital Analogs E&P Knowledge System, которая, помимо количественных параметров ГФХ, включает в себя и качественные параметры, однако недостатком ее применения является экспертное задание граничных значений по каждому количественному параметру, что делает анализ субъективным.

Основная проблема заключается в том, что нет единой методики выбора объекта-аналога. Ряд методик учитывает количественные параметры, другие – качественные. Кроме того, разработка нефтегазовых залежей сопровождается фильтрационными процессами, на которые оказывают влияние такие параметры как нефтенасыщенная и газонасыщенная толщины, вязкость нефти, газа и воды, кривые ОФП, пластовое давление, проницаемость, пористость и т.д., причем количество таких параметров существенно больше, чем для нефтяных или газовых пластов. По этой причине задача выбора аналога для нефтегазоконденсатных залежей является более сложной по сравнению с нефтяными или газовыми залежами, в связи с чем была разработана методика выбора объекта-аналога для нефтегазовых и нефтегазоконденсатных залежей, учитывающая качественные и количественные ГФХ [1].

Разработанная методика внедрена в модуль корпоративного программного комплекса «РН КИН» ПАО «НК «Роснефть» с целью сокращения временных затрат и минимизации субъективных ошибок в выборе критериев сходства при поиске объектов-аналогов.

## Методика и модуль выбора объекта-аналога

С целью наиболее полного учета качественных и количественных параметров,

оказывающих влияние на процессы разработки в нефтегазовых залежах, была разработана методика выбора объекта-аналога [1] и собрана база данных объектов-аналогов по более чем 2 500 залежам ПАО «НК «Роснефть».

Выбор аналога осуществляется среди перечня залежей, сформированного на основе заданных в качестве фильтра качественных характеристик, имеющих первоочередное значение при расчете показателей разработки. К качественным характеристикам относятся тип пород – карбонатные или терригенные, тип ловушки, насыщающих коллектор. Также важную роль при выборе аналога играет обстановка осадконакопления или стратиграфическая приуроченность залежи. Количество качественных параметров, используемых для фильтрации, выбирает пользователь. Но как минимум должен быть задан тип пород. Дополнительно может быть задано ограничение по нефтегазоносной провинции и стратиграфической принадлежности, когда стоит задача поиска одновозрастных отложений, сформированных в одном регионе. Либо возможен вариант выбора по обстановке осадконакопления, если явного одновозрастного аналога в пределах заданной нефтегазоносной провинции найти не удалось (рис. 1).

Далее производится ранжирование оставшихся залежей по степени соответствия количественных критериев. В качестве меры для ранжирования принимается невязка:

$$R = \frac{1}{N} \times \sum_{i=1}^N \left| w_i \times \frac{x_{i_{\text{объект}}} - x_{i_{\text{цель}}}}{x_{i_{\text{цель}}}} \right|, \quad (1)$$

где  $w_i$  – весовой коэффициент  $i$ -го параметра;  $x_{i_{\text{цель}}}$  – значение  $i$ -го параметра для целевого объекта;  $x_{i_{\text{кандидат}}}$  – значение  $i$ -го параметра



Рис. 1. Схема выбора объекта-аналога  
Fig. 1. Analogue selection scheme

для объекта из перечня потенциальных объектов-аналогов;  $N$  — количество параметров.

Для того чтобы учесть степень влияния каждого количественного параметра объекта-аналога на показатели разработки, были определены весовые коэффициенты, которые отражают значимость параметра как признака при выборе аналога. Весовые коэффициенты каждого параметра были получены путем проведения анализа чувствительности показателей разработки к изменению данного параметра. В качестве целевой функции при анализе чувствительности использован приведенный (дисконтированный) профиль добычи:

$$F = \sum_{i=1}^N \left( \frac{Q_i}{(1+\varepsilon)^i} \right), \quad (2)$$

где  $i$  — год разработки;  $Q_i$  — расчетная добыча углеводородной продукции за  $i$ -ый год, тонны условного топлива;  $F$  — приведенная накопленная добыча, тонны условного топлива;  $N$  — общий срок разработки, лет;  $\varepsilon$  — темп снижения веса добычи со временем, д. ед.

Смысл вышеприведенной формулы в том, что в отличие от накопленной добычи, когда добыча за каждый год имеет один и тот же вес, при расчете по данной формуле больший вес имеет добыча в первые годы разработки. Профиль добычи называется приведенным, так как профиль добычи приводится к одному году с коэффициентом  $(1+\varepsilon)^{-i}$ .

Расчет весовых коэффициентов проведен в широком диапазоне изменения параметров пласта и параметров разработки для нефтегазовых, нефтегазоконденсатных, нефтяных и газовых залежей по формуле:

$$w_i = \frac{\partial F / F}{\partial x_i / x_i} \approx \frac{F(x_1, \dots, x_i + \Delta x_i, \dots, x_N) \times x_i}{F(x_1, \dots, x_i, \dots, x_N) \times \Delta x_i} - \frac{F(x_1, \dots, x_i, \dots, x_N) \times x_i}{F(x_1, \dots, x_i, \dots, x_N) \times \Delta x_i}, \quad (3)$$

где  $F$  — целевая функция, на основе которой проводится анализ чувствительности;  $\Delta x_i$  — величина изменения количественного параметра.

Процесс расчета автоматизирован с применением программного продукта REXLab [6–8], поддерживающего пользовательские скрипты на языке Python. Для REXLab написан пользовательский скрипт для генерации синтетических секторных ГДМ на основе набора заданных количественных ГФХ.

Описанная методика выбора объекта-аналога внедрена в модуль «Комплексная экспресс-оценка разработки, концептуального обустройства и экономической эффективности разработки новых лицензионных участков» ПК «РН-КИН» [9, 10]. Набор весовых коэффициентов для каждого количественного параметра занесен в базу данных. Для поиска аналогов необходимо задать качественные параметры, используемые как фильтр для исключения залежей, и количественные параметры. При подборе аналогов рекомендуется заполнять не менее шести количественных параметров, среди которых: плотность нефти, нефтенасыщенная и газонасыщенная толщины, проницаемость, начальное пластовое давление и пластовая температура. В процессе работы собрана база данных (БД) пластов-аналогов по нефтегазовым месторождениям ПАО «НК «Роснефть». БД содержит информацию по 2 500 объектам, при поиске аналогов происходит непосредственно обращение к ней. Результаты поиска отображаются в виде таблицы, где представлены ГФХ и свойства флюидов найденных аналогов, и в форме диаграмм (рис. 2), где представлены коэффициенты чувствительности по каждому количественному параметру пласта и среднее отклонение (невязка).

### Итоги

Разработанная методика выбора объекта-аналога, учитывающая качественные и количественные параметры, внедрена в модуль корпоративного программного комплекса

«РН КИН» ПАО «НК «Роснефть» с целью сокращения временных затрат и минимизации субъективных ошибок в выборе критериев сходства при поиске объектов-аналогов.

### Выводы

Разработанная методика и модуль выбора объекта-аналога позволяет подбирать объекты-аналоги для нефтегазоконденсатной залежи с близкими ГФХ на основе качественных и количественных параметров с использованием весовых коэффициентов для каждого параметра, которые отражают его значимость как признака пласта-аналога. Выбор производится из базы геологических объектов-аналогов, в которую занесена информация по геолого-физическим характеристикам более чем по 2 500 залежам ПАО «НК «Роснефть». Процедура выбора объекта-аналога из базы геологических объектов-аналогов занимает не более 15 минут, т.к. расчет критериев для выбора объектов-аналогов автоматизирован, что существенно быстрее традиционного подхода по выбору аналогов вручную.

### Литература

1. Вологин И.С., Исламов Р.Р., Нигматуллин Ф.Н., Харисова А.В., Лознюк О.А. Методика выбора объекта-аналога для нефтегазовой залежи по геолого-физическим характеристикам // Нефтяное хозяйство. 2019. № 12. С. 124–127.
2. Орлова И.О., Захарченко Е.И., Скиба Н.К. Методический подход к классификации месторождений и поиску месторождений-аналогов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2014. №12. С.16–18.
3. Солодов И.С., Шакшин В.П., Колесников В.А., Хамитов И.Г., Устинов А.С. Статистические подходы к выявлению месторождений-аналогов Самарской области // Нефтяное хозяйство. 2011. №6. С. 30–33.

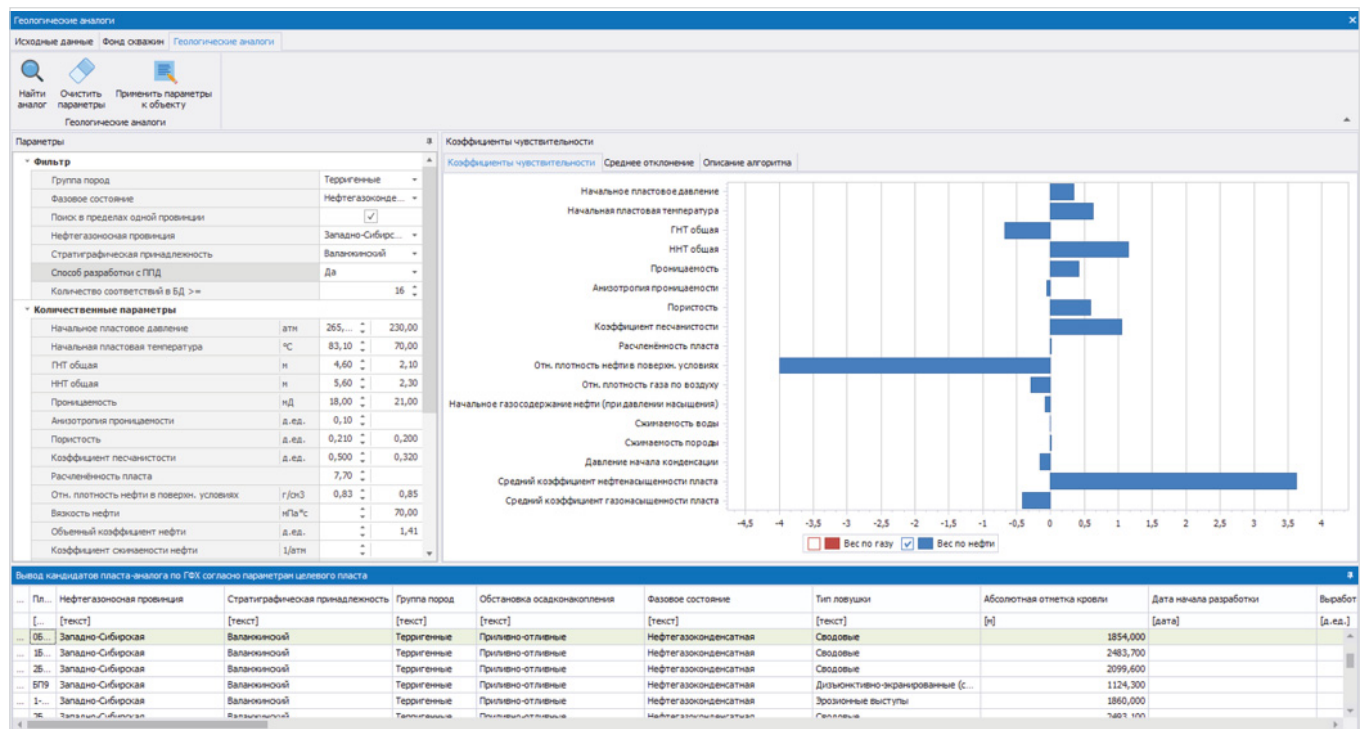


Рис. 2. Модуль программного комплекса РН-КИН для выбора аналога  
Fig. 2. RN-KIN software package module for analogue selection

4. Алтунин А.Е., Семухин М.В., Кузяков О.Н. Технологические расчеты при управлении процессами нефтегазодобычи в условиях неопределенности. Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. 187 с.
5. Sun S.Q., Wan J.C. Geological analogs usage rates high in global survey. *Oil & Gas Journal*. 2002, Vol. 100, issue 46, P. 49-50. (In Eng).
6. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ модуль «RExLab 2017» ПК «РН-КИМ» №2017663444 от 01.12.2017 г.
7. Родионова И.И., Шабалин М.А., Мироненко А.А., Хабибуллин Г.И. Оптимизация проектных решений и систем заканчивания скважин при разработке пластов, характеризующихся сверхнизкопроницаемым и сверхнеоднородными коллекторами // Нефтяное хозяйство. 2019. № 10. С. 72–76.
8. Родионова И.И., Шабалин М.А., Капишев Д.Ю., Бакиров Р.И., Хабибуллин А.Ф., Насыров Р.Р., Сергейчев А.В. Выбор стратегии разработки месторождения с трудноизвлекаемыми запасами на стадии освоения // Нефтяное хозяйство. 2019. № 12. С. 132–135.
9. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ «Комплексная экспресс-оценка разработки, концептуальной обустройства и экономической эффективности разработки новых лицензионных участков» ПК «РН-КИН» № 2022614613.
10. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ «Комплекс инструментов для нефтяного инжиниринга» № 2012611617.

## ENGLISH

### Results

The developed method for selecting an analogue object, based on qualitative and quantitative parameters, was implemented in the module of the corporate software complex “RN-KIN” of “NK “Rosneft” PJSC in order to reduce time costs and minimize subjective errors in the choice of similarity criteria when searching for analogue objects.

### Conclusions

The developed methodology and module for selecting an analogue object allows selecting analogue objects for an oil and gas condensate reservoir with close geological and physical characteristics using qualitative and

quantitative parameters using weight coefficients for each parameter that reflect its significance as a sign of an analogue reservoir.

The selection is carried out from the database of analogous geological objects, which contains information on the geological and physical characteristics of more than 2 500 deposits of “NK “Rosneft” PJSC. The procedure for selecting an analogue object from the database of analogue geological objects takes no more than 15 minutes, because the calculation of criteria for selecting analogue objects is automated, which is much faster than the traditional approach for selecting analogues manually.

### References

1. Vologin I.S., Islamov R.R., Nigmatullin F.N., Kharisova A.V., Loznyuk O.A. Methodology for selecting an analogous object for oil and gas reservoirs to geological and physical characteristics. *Oil Industry*, 2019, issue 12, P. 124–127. (In Russ).
2. Orlova I.O., Zacharchenko E.I., Skiba N.K. Methodical approach to the classification of deposits and the search for analogous deposits. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2014, issue 12, P.16–18. (In Russ).
3. Solodov I.S., Shakshin V.P., Kolesnikov V.A., Khamitov I.G., Ustinov A.S. Statistical approaches to identifying analogous deposits in the Samara region. *Oil Industry*, 2011, issue 6, P. 30–33. (In Russ).
4. Altunin A.E., Semukhin M.V., Kuzyakov O.N. Technological calculations in the management of oil and gas production processes under conditions of uncertainty. *Tyumen: TSIU*, 2015, 187 p. (In Russ).
5. Sun S.Q., Wan J.C. Geological analogs usage rates high in global survey. *Oil & Gas Journal*. 2002, Vol. 100, issue 46, P. 49-50. (In Eng).
6. Certificate of state registration of computer programs module “RExLab 2017” PK “RN-KIM” №2017663444 from 01.12.2017.
7. Rodionova I.I., Shabalin M.A., Mironenko A.A., Khabibullin G.I. Field development plan and well completion system optimization for ultra-tight and ultra-heterogeneous oil reservoirs. *Oil Industry*, 2019, issue 10, P. 72–76. (In Russ).
8. Rodionova I.I., Shabalin M.A., Kapishov D.Yu., Bakirov R.I., Khabibullin A.F., Nasirov R.R., Sergeichev A.V. Choosing strategy of development of hard-to-recovery oil reserves at early stage of exploration. *Oil Industry*, 2019, issue 12, P. 132–135. (In Russ).
9. Certificate of registration of the computer program «Comprehensive express assessment of the development, conceptual development and economic efficiency of new licensed areas development “RN-KIN” software” № 2022614613. (In Russ).
10. Certificate of registration of the computer program “A set of tools for petroleum engineering” № 2012611617. (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Абдрахманова Элина Каримовна**, старший специалист, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия  
для контактов: [abdrakhmanovaek@bnipi.rosneft.ru](mailto:abdrakhmanovaek@bnipi.rosneft.ru)

**Abdrakhmanova Elina Karimovna**, senior specialist, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia  
Corresponding author: [abdrakhmanovaek@bnipi.rosneft.ru](mailto:abdrakhmanovaek@bnipi.rosneft.ru)

**Исламов Ринат Робертович**, к.ф.-м.н., начальник отдела, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

**Islamov Rinat Robertovich**, ph.d in physics and mathematics, head of department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

**Кузнецов Александр Михайлович**, д.т.н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

**Kuznetsov Alexandr Mikhaylovich**, d.sc. in engineering, professor of the oil and gas mining department, Gubkin University, Moscow, Russia

**Нигматуллин Фанис Наилевич**, начальник управления, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

**Nigmatullin Fanis Nailevich**, head of department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

**Кузин Иван Геннадьевич**, заместитель генерального директора по геологии и разработке, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

**Kuzin Ivan Gennadyevich**, deputy general director of geology and development, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

**Гиляев Гани Гайсинович**, д.т.н., профессор кафедры нефтегазового дела, КубГТУ, Кубань, Россия

**Gilayev Gani Gaysinovich**, d.sc. in engineering, professor of the department of oil and gas business, Kuban state technological university, Kuban, Russia

**Антаков Илья Сергеевич**, главный специалист, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

**Antakov Ilya Sergeyevich**, chief specialist, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia