

Повышение эффективности разработки новых нефтегазоконденсатных залежей за счет применения методики выбора объекта-аналога (часть 2)

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

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

Аннотация

В статье представлен пример поиска аналога, адаптации гидродинамической модели целевой залежи с учетом истории разработки аналога и поиска оптимального варианта разработки путем проведения многовариантных расчетов.

Материалы и методы

Характеристики вытеснения объекта-аналога. Использование объекта-аналога для верификации гидродинамической модели нового объекта.

Ключевые слова

гидродинамическая модель, система разработки, многовариантные расчеты, геолого-физические характеристики, аналог, нефтегазоконденсатная залежь

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. 2023. № 1. С. 66–69. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-1-66-69

Поступила в редакцию: 25.11.2022

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 (part 2)

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

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

Abstract

The article presents the example of searching for an analogue, the adaptation of the hydrodynamic model of the target reservoir on the history of the selected analogue development and searching optimal development option by carrying out multivariate calculations.

Materials and methods

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

Abdrakhmanova E.K., Islamov R.R., Kuzin I.G., Nigmatullin F.N., Antakov I.S., Kuznetsov A.M., Gilaev G.G. Improving the efficiency of development new oil and gas condensate reservoirs using a method for selecting an analogue. Exposition Oil Gas, 2023, issue 1, P. 66–69. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-1-66-69

Received: 25.11.2022

Введение

В данной работе представлен пример применения разработанной методики поиска объектов-аналогов, внедренной в модуль корпоративного программного комплекса «РН КИН» ПАО «НК «Роснефть» для снижения неопределенности при прогнозировании уровней добычи для неразрабатываемой нефтегазоконденсатной залежи [1, 2]. Для этого была выполнена трехэтапная работа: выбор объекта-аналога с применением модуля; адаптация гидродинамической модели (ГДМ) целевой залежи на характеристики вытеснения аналога путем модификации относительных фазовых проницаемостей (ОФП) в системе «вода-нефть» и «газ-нефть»; проведение

многовариантных расчетов показателей разработки и технико-экономических показателей на основе настроенной модели для поиска оптимального варианта разработки.

Результаты и обсуждение

Апробация методики выбора объекта-аналога и применение информации по объекту-аналогу при прогнозировании показателей разработки.

В качестве целевой залежи выбрана неразрабатываемая нефтегазоконденсатная залежь массивного типа с подстилающей водой. Первым этапом работы является поиск геологического аналога по ранее описанной методике. Для поиска были выбраны

следующие качественные параметры:

- тип коллектора (терригенный);
- тип залежи по насыщению флюида (нефтегазоконденсатная);
- нефтегазоносная провинция (Западная Сибирь);
- стратиграфическая принадлежность (отложения мелового периода);
- организация системы поддержания пластового давления (с ППД).

В результате работы модуля было найдено два ближайших геологических аналога в соответствии с заданными параметрами ГФХ и свойств флюидов. На рисунке 1 приведено сопоставление шести количественных признаков найденных аналогов и целевой залежи.

На основе сопоставления этих параметров ГФХ на рисунке 1 видно, что параметры найденных аналогов близки к целевой залежи.

Наиболее близким к целевой залежи по набору количественных параметров является аналог 2, по которому имеется история разработки. В таблице 1 приведены рассчитанные невязки по аналогам относительно 6 параметров целевой залежи.

Следующий этап работы — создание синтетической секторной ГДМ целевой залежи и ее адаптация на характеристики вытеснения (ХВ) по выбранному объекту-аналогу. Как известно, на динамику ХВ, помимо геологических параметров, оказывают влияние технологические параметры, такие как заканчивание скважин, система разработки, организация системы ППД и т.д., они были учтены при адаптации модели: система разработки — пятиточечная система разработки с ППД, заканчивание добывающих и нагнетательных скважин — вертикальные скважины. На основе ХВ проведена настройка ОФП в системах «вода-нефть» и «газ-нефть» в синтетической ГДМ целевого объекта для обеспечения аналогичной динамики обводнения и ГФ. На рисунке 2 показано сопоставление ХВ (обводненности и ГФ от отбора от начальных извлекаемых запасов), полученных для группы скважин по объекту-аналогу с ХВ, полученных в секторной ГДМ после модификации ОФП.

Поиск оптимальной системы разработки

Заключительный этап данной работы — поиск оптимального варианта разработки целевой залежи с применением гидродинамической модели.

Ввиду отсутствия истории разработки по рассматриваемому объекту, настройка ГДМ была проведена на динамику обводнения и газового фактора объекта-аналога. В настроенной гидродинамической модели проведены многовариантные расчеты с варьированием параметров системы разработки. Целью проведения многовариантных расчетов является выбор системы разработки, обеспечивающий максимизацию КИН и показателей экономической эффективности разработки объекта.

При разработке нефтяных оторочек в подгазовой зоне и при наличии подстилающей воды применение горизонтальных скважин (ГС) является более эффективным способом разработки по сравнению с вертикальными скважинами (ВС), как известно из литературных источников [3–5]. Это объясняется тем, что применение ГС позволяет увеличить время до прорыва конусов газа и воды. Поэтому в качестве системы разработки рассмотрена рядная система разработки с добывающими и нагнетательными ГС, при этом варьировались такие параметры, как длина ГС, расстояние между рядами скважин и депрессия на пласт, являющиеся ключевыми при поиске оптимального варианта для нефтегазовых залежей.

Расчеты технико-экономических показателей были проведены в вышеупомянутом модуле ПК «РН-КИН» [2], в рамках которого предусмотрено следующее:

- расчет технологических показателей

разработки для различных вариантов разработки залежи;

- расчет экономики по залежи: при расчете технико-экономических показателей учитываются удельные затраты на бурение скважин, строительство кустовых площадок и операционные затраты на добычу, закачку и на содержание скважин;
- расчет экономики по месторождению: помимо описанных выше затрат, используемых в расчете экономики по залежи, учитываются капитальные вложения на площадные объекты обустройства и сети сбора.

Так как поиск оптимального варианта осуществлялся по залежи, NPV и другие технико-экономические показатели получены в соответствии с пунктом 1, затем по полученным результатам была определена наиболее эффективная система разработки для залежи.

В таблицах 2–5 приведены результаты многовариантных расчетов для систем разработки с ППД и без ППД. Показаны значения нормированного чистого дисконтированного дохода (NPV^*), рассчитанные как отношение

NPV расчетного варианта к значению максимального NPV в матрице вариантов, и коэффициента извлечения нефти (КИН).

Для выбора оптимального решения использован комплексный критерий для рентабельных вариантов:

$$G = KИН \times NPV^*, \quad (4)$$

где NPV^* — нормированный NPV .

На рисунке 3 приведены результаты расчетов комплексного критерия для рентабельных вариантов.

Итоги

Проведена апробация разработанного модуля выбора объекта-аналога корпоративного программного комплекса «РН-КИН» ПАО «НК «Роснефть». Для этого была выполнена трехэтапная работа: выбор объекта-аналога с применением модуля, адаптация ГДМ целевой залежи на характеристики вытеснения аналога путем модификации относительных фазовых проницаемостей и проведение

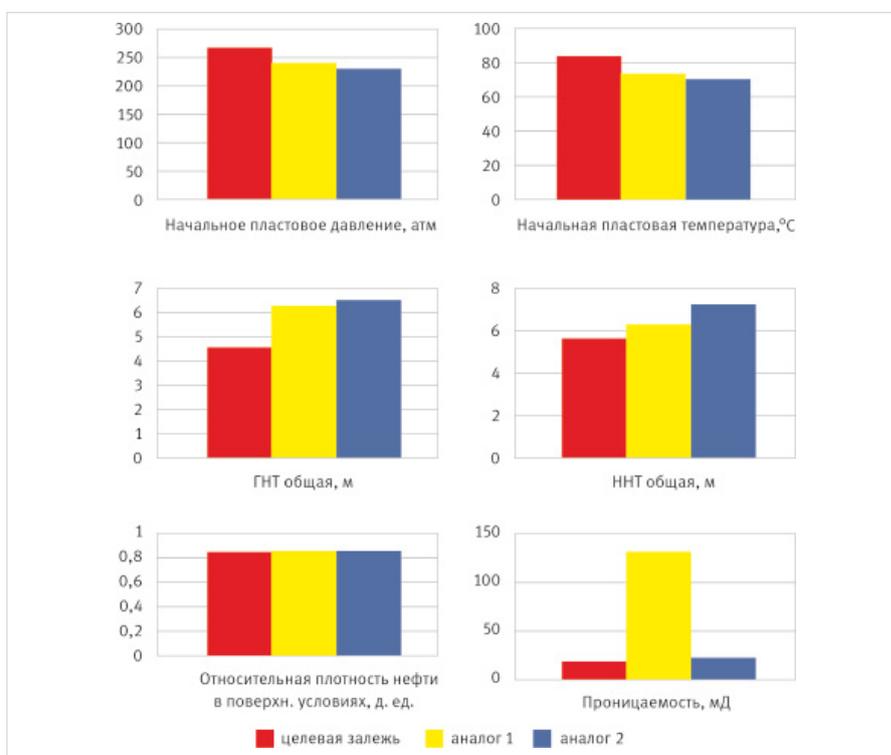


Рис. 1. Сопоставление параметров аналогов и целевой залежи
Fig. 1. Comparison analogs and target reservoir parameters

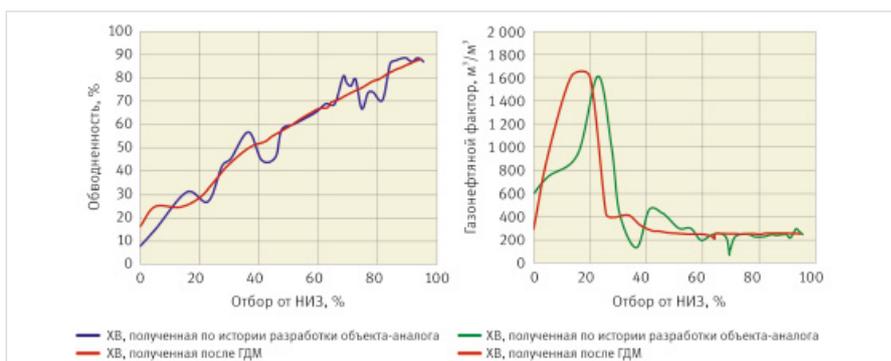


Рис. 2. Результаты настройки ГДМ на характеристики вытеснения по объекту-аналогу
Fig. 2. The results of setting up the hydrodynamic model for the characteristics of the displacement by the analog object

Табл. 1. Сравнение невязок по аналогам
Tab. 1. Comparison of analogues residuals

Объект	Невязка, д. ед.
Аналог 1	0,407
Аналог 2	0,244

многовариантных расчетов показателей разработки и технико-экономических показателей на основе настроенной модели для поиска оптимального варианта разработки.

Выводы

Выбор объектов-аналогов позволяет снизить неопределенность при прогнозировании уровней добычи в случае отсутствия истории разработки за счет использования напрямую характеристик вытеснения для аналогичных участков и систем разработки. В случае отличия системы разработки возможна настройка

ГДМ на динамику обводнения и газового фактора для участков объектов-аналогов со схожей геологией при реализации аналогичной системы разработки. После настройки ГДМ может быть использована для многовариантных расчетов по выбору оптимальной системы разработки.

Была проведена апробация подхода, где в результате подбора аналога с применением разработанного модуля, адаптации ГДМ целевой залежи на историю его разработки и проведения многовариантных расчетов определена оптимальная система разработки —

рядная система разработки с ППД с длиной ГС 1 000 м, расстоянием между рядами 400 м, долей депрессии от пластового давления 30 %.

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.

Табл. 2. Результаты расчетов NPV* для рядной системы разработки без ППД

Tab. 2. Calculations results NPV* for a row development system without RPM

Нет ППД												
Депрессия, % от Рпл	30				50				70			
	Расстояние между рядами, м				Расстояние между рядами, м				Расстояние между рядами, м			
Длина ГС, м	200	400	600	800	200	400	600	800	200	400	600	800
300	-2,37	-0,79	-0,34	-0,13	-2,3	-0,72	-0,29	-0,07	-2,23	-0,71	-0,26	-0,08
500	-1,44	-0,31	-0,02	0,12	-1,34	-0,23	0,03	0,17	-1,34	-0,23	0,05	0,17
700	-0,92	-0,06	0,16	0,25	-0,84	0,02	0,23	0,31	-0,8	0,02	0,23	0,3
1 000	-0,45	0,16	0,32	0,37	-0,36	0,25	0,38	0,43	-0,33	0,27	0,4	0,43
1 500	-0,55	0,13	0,37	0,35	-0,53	0,22	0,37	0,36	-0,47	0,23	0,37	0,41

Табл. 3. Результаты расчетов КИН для рядной системы разработки без ППД

Tab. 3. Calculations results of oil recovery factor for a row development system without RPM

Нет ППД												
Депрессия, % от Рпл	30				50				70			
	Расстояние между рядами, м				Расстояние между рядами, м				Расстояние между рядами, м			
Длина ГС, м	200	400	600	800	200	400	600	800	200	400	600	800
300	0,221	0,17	0,141	0,124	0,222	0,184	0,142	0,123	0,222	0,172	0,14	0,119
500	0,227	0,176	0,145	0,127	0,23	0,18	0,145	0,124	0,228	0,177	0,142	0,121
700	0,231	0,179	0,147	0,129	0,233	0,182	0,147	0,127	0,23	0,178	0,143	0,122
1 000	0,234	0,181	0,149	0,13	0,239	0,185	0,149	0,128	0,235	0,181	0,147	0,124
1 500	0,237	0,183	0,148	0,132	0,227	0,187	0,152	0,129	0,226	0,184	0,148	0,126

Табл. 4. Результаты расчетов NPV* для рядной системы разработки с ППД

Tab. 4. Calculations results NPV* for a row development system with RPM

ППД												
Депрессия, % от Рпл	30				50				70			
	Расстояние между рядами, м				Расстояние между рядами, м				Расстояние между рядами, м			
Длина ГС, м	200	400	600	800	200	400	600	800	200	400	600	800
300	-1,69	0,06	0,43	0,58	-1,62	-0,01	0,3	0,41	-1,62	-0,07	0,2	0,31
500	-0,72	0,45	0,71	0,78	-0,74	0,39	0,57	0,61	-0,74	0,32	0,47	0,49
700	-0,24	0,68	0,87	0,9	-0,26	0,62	0,73	0,72	-0,28	0,55	0,63	0,59
1 000	0,18	0,9	1	1	0,28	0,83	0,86	0,82	0,21	0,76	0,75	0,66
1 500	0,15	0,85	0,97	0,97	0,18	0,8	0,82	0,78	0,13	0,72	0,72	0,64

Табл. 5. Результаты расчетов КИН для рядной системы разработки с ППД

Tab. 5. Calculations results of oil recovery factor for a row development system with RPM

ППД												
Депрессия, % от Рпл	30				50				70			
	Расстояние между рядами, м				Расстояние между рядами, м				Расстояние между рядами, м			
Длина ГС, м	200	400	600	800	200	400	600	800	200	400	600	800
300	0,278	0,256	0,214	0,185	0,275	0,244	0,192	0,16	0,272	0,233	0,178	0,145
500	0,289	0,256	0,218	0,187	0,286	0,246	0,195	0,161	0,284	0,236	0,18	0,143
700	0,296	0,258	0,22	0,189	0,293	0,248	0,197	0,161	0,291	0,239	0,182	0,143
1 000	0,302	0,26	0,222	0,19	0,301	0,251	0,199	0,162	0,299	0,241	0,183	0,142
1 500	0,309	0,263	0,224	0,191	0,309	0,254	0,201	0,162	0,305	0,245	0,184	0,142

- Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ «Комплексная экспресс-оценка разработки, концептуального обустройства и экономической эффективности разработки новых лицензионных участков» ПК «РН-КИН» № 2022614613.
- Chaperon I. Theoretical study of coning toward horizontal and vertical wells in anisotropic formations: subcritical and critical rates. SPE annual technical conference and exhibition, New Orleans, 5–8 October 1986, SPE-15377-MS. (In Eng).
- Houpeurt A. Elements de mecanique des fluids dans les milieux poreux. Editions Technip, Paris, 1975, 237 p. (In French).
- Papatzacos P., Herring T.G., Martinsen R., Skjaeveland S.M. Cone breakthrough time for horizontal well. SPE annual conference and exhibition, San Antonio, 8–11 October 1989, SPE-19822-PA. (In Eng).

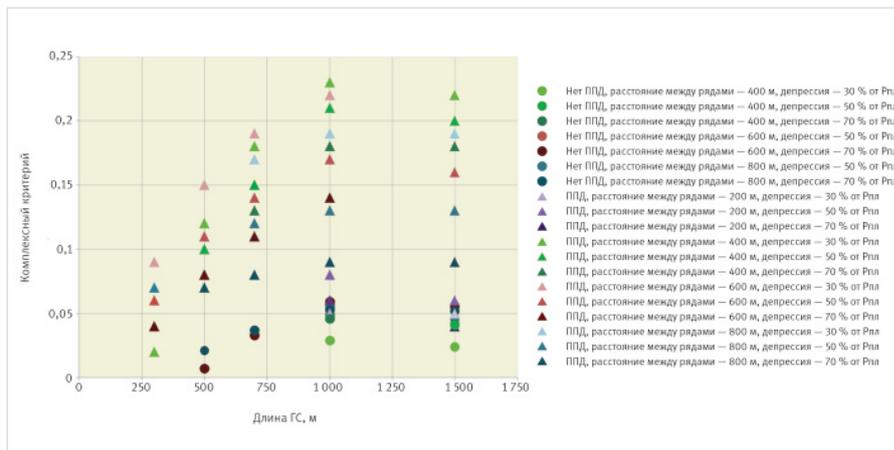


Рис. 3. Результаты расчетов комплексного критерия для рентабельных вариантов
Fig. 3. Complex criterion calculations results for profitable variants

ENGLISH

Results

Approbation of the developed module for selecting an object-analogue of the corporate software complex “RN-KIN” of Rosneft PJSC was carried out. To do this, a three-stage work was done: selecting an analogue object using the module, adapting the chosen reservoir to the characteristics of displacement of the analogue by modifying relative phase permeabilities and conducting multivariate calculations of development indicators and technical and economic indicators based on the adapted model to find the best option development.

Conclusions

To reduce uncertainty in forecasting production levels and choosing

a development variant, it is recommended to verify the hydrodynamic model of an undeveloped reservoir, taking into account the history of the development of an analogue, for example, by applying displacement characteristics of similar areas and development systems adapted for the considered reservoir.

As a result of selecting an analogue using the developed module, adapting the target reservoir to the history of its development and carrying out multivariate calculations, the optimal development system was determined – a row linear development system with reservoir pressure maintenance with a horizontal well length of 1 000 m, a distance between rows of 400 m, a drawdown ratio from reservoir pressure of 30 %.

References

- 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).
- 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).
- Chaperon I. Theoretical study of coning toward horizontal and vertical wells in anisotropic formations: subcritical and critical rates. SPE annual technical conference and exhibition, New Orleans, 5–8 October 1986, SPE-15377-MS. (In Eng).

- Houpeurt A. Elements de mecanique des fluids dans les milieux poreux. Editions Technip, Paris, 1975, 237 p. (In French).
- Papatzacos P., Herring T.G., Martinsen R., Skjaeveland S.M. Cone breakthrough time for horizontal well. SPE annual conference and exhibition, San Antonio, 8–11 October 1989, SPE-19822-PA. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Абдрахманова Элина Каримовна, старший специалист, ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия
для контактов: abdrakhmanovaek@bnipi.rosneft.ru

Abdrakhmanova Elina Karimovna, senior specialist, “RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: abdrakhmanovaek@bnipi.rosneft.ru

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

Islamov Rinat Robertovich, ph.d in physics and mathematics, head of department, “RN-BashNIPneft” 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-БашНИПнефть», Уфа, Россия

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

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

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

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

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

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

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