

Методика обоснования оптимальной конструкции эксплуатационных скважин туронских отложений с использованием интегрированного геолого-технологического моделирования

Бабак А.И., Свентский С.Ю.

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Тюмень, Россия
a_babak@vniigaz.gazprom.ru

Аннотация

В статье рассматривается задача оптимизации параметров фонда добывающих скважин с использованием интегрированного геолого-технологического моделирования. Предложена методика, позволяющая обосновать наиболее эффективные параметры фонда эксплуатационных скважин на туронские залежи с учетом фильтрационно-емкостных свойств участков залежи.

Материалы и методы

Использование фильтрационного моделирования для решения оптимизационных задач.

Ключевые слова

интегрированное моделирование, газовая залежь, трудноизвлекаемые запасы, добывные возможности

Для цитирования

Бабак А.И., Свентский С.Ю. Методика обоснования оптимальной конструкции эксплуатационных скважин туронских отложений с использованием интегрированного геолого-технологического моделирования // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 1. С. 48–52.
DOI: 10.24412/2076-6785-2024-1-48-52

Поступила в редакцию: 20.02.2024

OIL PRODUCTION

UDC 622.276:532:519.876 | Original Paper

Methodological basis for Turonian deposits production wells optimal design, using integrated geological and technological modeling

Babak A.I., Sventsky S.Yu.

“Gazprom VNIIGAZ” LLC, Tyumen, Russia
a_babak@vniigaz.gazprom.ru

Abstract

The article examines the problem of production wells stock parameters optimization, using integrated geological and technological modeling. The methodology proposed allows to identify the most effective parameters of the Turonian deposits production well stock, taking into account the filtration-capacity properties of the deposit areas.

Materials and methods

Using filtration modeling to solve optimization problems.

Keywords

integrated modeling, gas deposit, hard-to-recover reserves, well productivity

For citation

Babak A.I., Sventsky S.Yu. Methodological basis for Turonian deposits production wells optimal design, using integrated geological and technological modeling. Exposition Oil Gas, 2024, issue 1, P. 48–52. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-1-48-52

Received: 20.02.2024

Запасы газа туронских отложений на севере Западной Сибири значительны, имеют региональное распространение и могут рассматриваться как резерв для увеличения газодобычи в ближайшей перспективе. При этом туронский газоносный пласт характеризуется значительно пониженными фильтрационно-емкостными свойствами и сложным геологическим строением, что позволяет

отнести его запасы к категории трудноизвлекаемых (ТРИЗ).

Имеющийся отечественный и зарубежный опыт показывает, что для достижения эффективности при разработке ТРИЗ необходимы не только создание и применение новых технологий, но и совершенствование методологических подходов. Таким образом, значительно повышаются требования

к детальности проработки технико-технологических решений и моделирования процессов газодобычи [1, 2].

С учетом значительной неоднородности свойств туронской залежи как по площади, так и по разрезу одними из наиболее важных вопросов при проектировании разработки таких отложений являются вопросы детального обоснования расположения

и оптимальной конструкции (заканчивания) эксплуатационных газовых скважин.

Вопрос определения оптимальных зон взаимного расположения кустов, характеристик которых является радиус дренирования скважины и охват залежи по площади, в настоящее время проработан. При этом можно рекомендовать в первую очередь алгоритмы, использующие в качестве основы построение карт параметра КН, комплексированные параметры проницаемости и эффективной толщины залежи (1), с учетом которых выполняется расстановка проектных кустов скважин на площади залежи [3]. Кроме того, целесообразно учитывать схемы расположения существующей на месторождении инфраструктуры при ее наличии.

$$KH = dz \times NTG \times k, \quad (1)$$

где dz — высота ячеек модели, м; NTG — параметр песчанности, д.ед.; k — проницаемость, мДа.

В то же время методология в области выбора и обоснования наиболее эффективной конструкции скважины в настоящее время практически отсутствует. Ввиду недостаточности данных общепринятым подходом при проектировании разработки ТРИЗ является применение однотипных скважин на всей площади залежи, по аналогии с высокопродуктивными отложениями, такими как, например, сеноманские. Такой подход позволяет получить принципиальную технико-экономическую оценку вовлечения рассматриваемых объектов в разработку, но не является наиболее целесообразным с точки зрения эффективности.

Для решения вышеуказанной задачи и практического применения результатов был разработан и апробирован алгоритм, позволяющий обосновать наиболее эффективные параметры фонда эксплуатационных скважин на туронские залежи с учетом фильтрационно-емкостных свойств участков залежи. Принципиальная схема алгоритма приведена на рисунке 1.

Алгоритм предусматривает нижеследующие основные этапы:

1. На первом этапе необходимо определить и обосновать граничные значения режима эксплуатации скважин, включая следующие параметры, но не ограничиваясь ими при необходимости: минимальная скорость на забое скважины, максимальная скорость на устье скважины, максимальная депрессия, максимальный водогазовый фактор.
2. На втором этапе необходимо принципиально определить планируемые к рассмотрению конструкции. В качестве первоочередных вариантов могут быть приняты варианты с горизонтальным заканчиванием, восходящим заканчиванием, вертикальные скважины, многозбойные скважины и варианты с применением методов интенсификации притока, кроме того, выбираются и варианты диаметра насосно-компрессорных труб.
3. Необходимым условием для получения достоверных результатов при выполнении третьего и последующих этапов является применение фильтрационного моделирования на базе гидродинамических симуляторов.

В рамках третьего этапа выполняется обоснование выбора оптимального диаметра насосно-компрессорных труб (НКТ). Все выбранные в рамках второго этапа варианты

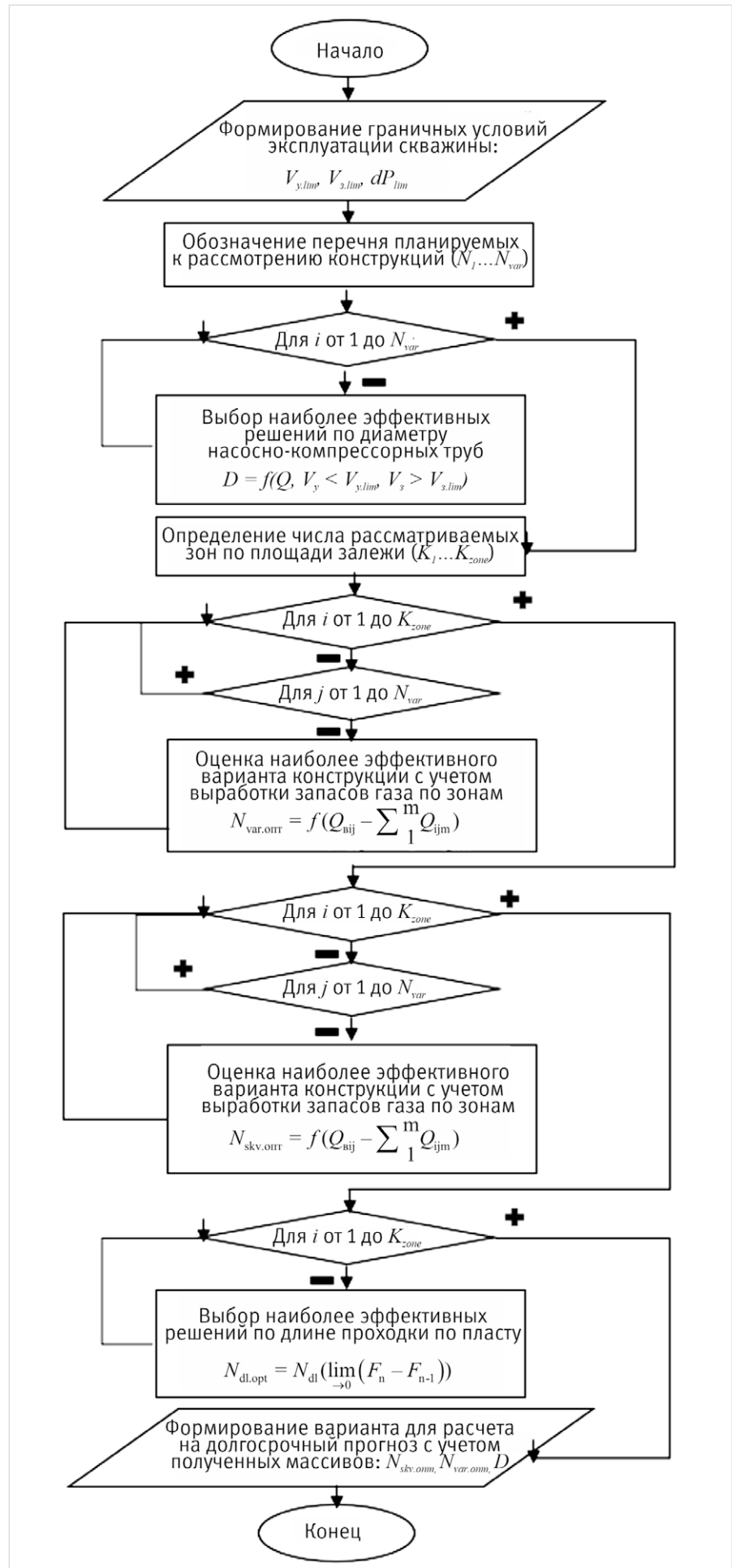


Рис. 1. Принципиальная схема алгоритма
Fig. 1. General layout of the algorithm

просчитываются на геолого-технологической модели. На основании полученных результатов строятся кросс-плоты стартового дебита скважин и скорости газа на забое и устье при различных диаметрах (рис. 2).

С учетом граничных скоростей (минимальная скорость на забое скважины, максимальная скорость на устье), обоснованных на первом этапе, определяются интервалы дебитов туронских скважин, в которых оптимальны колонны того или иного диаметра.

4. На данном этапе в фильтрационной модели залежи с привязкой к проектным кустам скважин выделяются отдельные зоны для последующего отслеживания происходящих в них изменений динамических параметров. Затем проводится расчет прогнозных технологических показателей скважин на долгосрочный прогноз в отдельности по каждому из выбранных вариантов конструкции, после чего в каждой из зон по формуле (2) рассчитывается выработка запасов газа (разница между начальными запасами и запасами

на выбранный момент времени) за первые 15 лет разработки.

$$Q_v = Q_n - Q_m,$$

$$Q_n = \frac{V_{пор} \times S_{газ} \times (P_n \times a - P_{кон}) \times b}{P_{ат}}, \quad (2)$$

$$Q_m = \frac{V_{пор} \times S_{газ.m} \times (P_m \times a - P_{кон}) \times b}{P_{ат}},$$

где Q_v — выработка запасов газа; Q_n — начальные запасы газа, млн м³; Q_m — текущие запасы газа, млн м³; $V_{пор}$ — поровый объем, млн м³; $S_{газ}$ — начальное значение газонасыщенности, д.ед.; $S_{газ.m}$ — текущее значение газонасыщенности, д.ед.; P_m , P_n , $P_{кон}$ — текущее, начальное и конечное давления, МПа; $P_{ат}$ — атмосферное давление, МПа; a — поправка на свойства газа; b — температурная поправка.

Полученная величина сопоставляется с суммарной величиной отбора газа на скважинах соответствующего зоне куста. Такой подход позволяет оценить величину перетока (3)

между зонами, обеспечить достоверную оценку отборов из смежных регионов, а также выделить районы с недостаточной или избыточной продуктивностью. По итогам анализа на основе полученных входных и накопленных показателей по скважинам каждой конструкции определяются наиболее эффективные технологии для каждой зоны в отдельности.

$$dV = Q_{en} - \sum_1^m Q_{nm}, \quad (3)$$

где Q_{en} — выработка запасов газа по области куста n , млрд м³; Q_{nm} — накопленный отбор за период скважины m куста n , млрд м³.

По итогам анализа примера, представленного на рисунке 3, можно сделать вывод, что в данном случае наиболее эффективные технологии для каждой зоны в зависимости от ФЕС различны:

- субгоризонтальные скважины с МГРП актуальны для применения в зонах с наиболее низкими ФЕС, где данное решение позволяет обеспечить приемлемые дебиты;

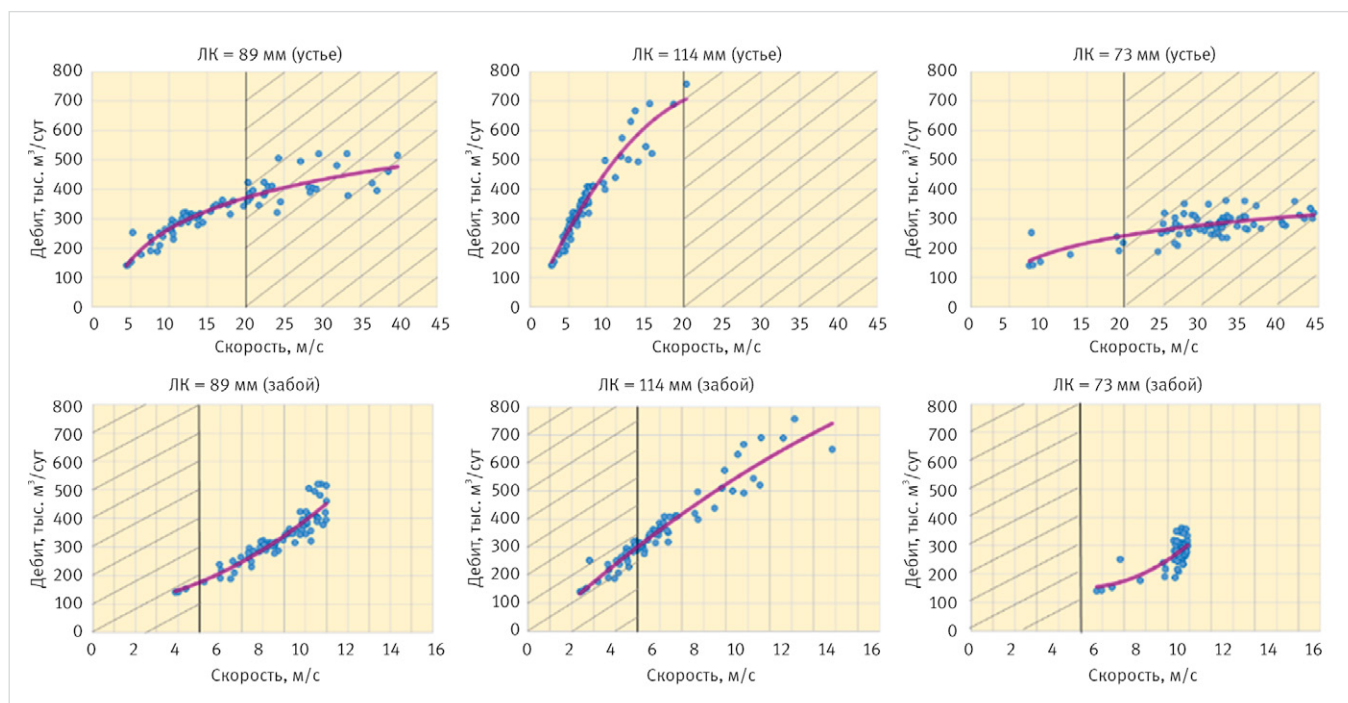


Рис. 2. Пример кросс-плотов при различных диаметрах НКТ
Fig. 2. Example of crossplots at different tubing diameters

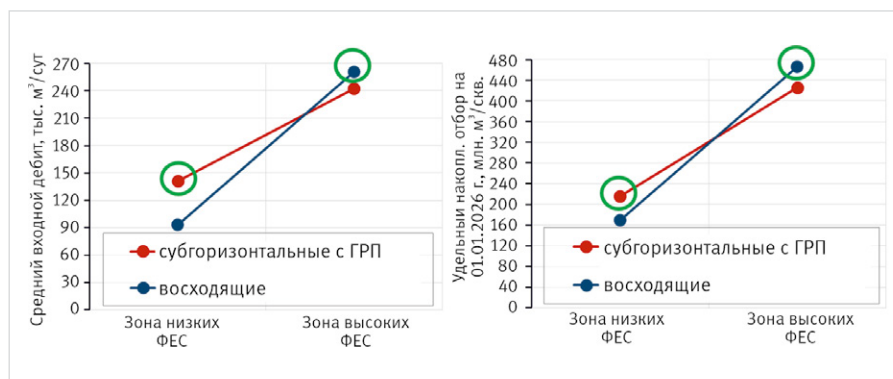


Рис. 3. Пример выбора конструкции скважин
Fig. 3. Example of well design selection

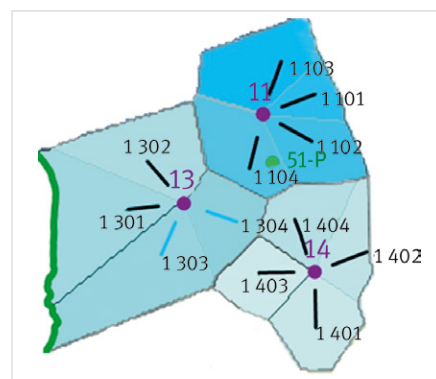


Рис. 4. Выкопировка из карты областей дренирования по скважинам
Fig. 4. Extract from the map of wells drainage areas

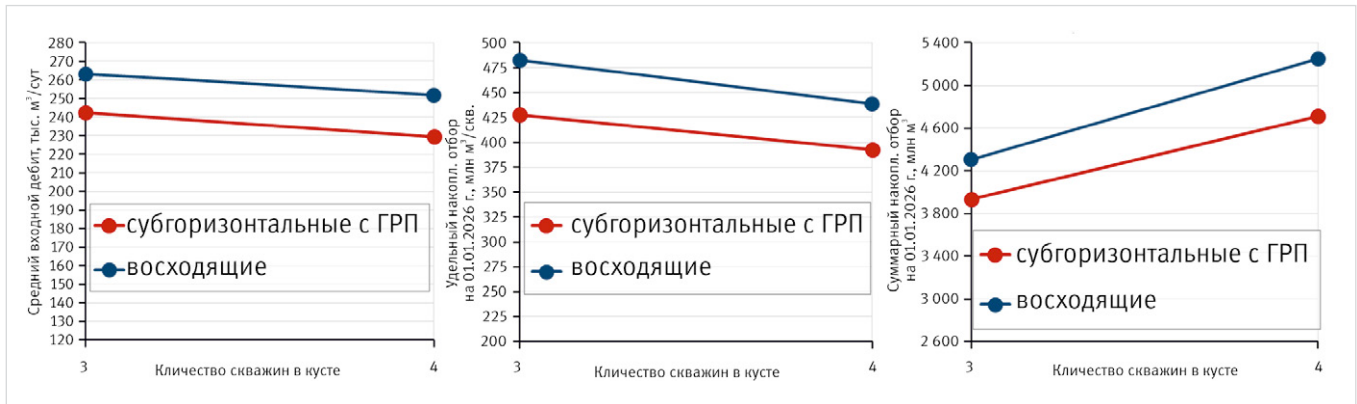


Рис. 5. Пример обоснования эффективного количества скважин в кусте
Fig. 5. Example of effective number of wells in a cluster justification

- восходящие скважины эффективны в зонах относительно высоких ФЭС.
5. Далее, на пятом этапе, с учетом предыдущего шага, аналогично выполняется определение оптимального количества скважин в кусте с учетом степени интерференции скважин (рис. 4, 5). В этом случае оценка зоны дренирования залежи проводится для каждой скважины. Расчет областей дренирования скважин возможно произвести посредством оценки падения пластового давления и выработки запасов на краткосрочном периоде (пятилетний период прогноза) с использованием геолого-гидродинамической модели. При этом для скважин рассматриваемого блока анализ выполняется как при отдельной их эксплуатации, так и с учетом влияния окружающих проектных скважин. На этом же этапе выполняется обоснование количества стадий ГРП, если данный вид мероприятий предусмотрен.
- Представленные в примере результаты (рис. 5) подтверждают большую перспективность размещения четырех скважин в кусте в рассматриваемом случае.
6. На шестом этапе выполняется обоснование проходки по пласту для скважин с горизонтальной составляющей ствола.

Основная цель данного этапа — определить, какой из рассматриваемых профилей наиболее благоприятен для выноса жидкости и имеет наиболее высокие продуктивные характеристики.

После выполнения кратного числа вариантов профилей количества расчетов на фильтрационной модели производится построение и сопоставление продуктивности (4) в формате индикаторных кривых (рис. 6). Целевой задачей в выполняемом анализе является определение экстремума длины ствола, при достижении которого дальнейшее увеличение проходки по пласту не дает значительного эффекта.

$$F = \frac{q}{P_{пл}^2 - P_{заб}^2}, \quad (4)$$

где F — продуктивность, тыс. м³/МПа; q — дебит скважины; тыс. м³; $P_{пл}$, $P_{заб}$ — пластовое и забойное давления, МПа.

В рассмотренном на рисунке 6 примере анализ индикаторных диаграмм, построенных по результатам расчетов, показал, что наименее продуктивным является вариант ствола с проходкой по пласту 300 м. Увеличение длины ствола до 500 м дает существенный прирост в продуктивности скважины. Однако дальнейшее увеличение проходки по пласту

не дает значительного эффекта в сравнении с 500-метровым вариантом ствола.

Итогом реализации этапов алгоритма является обоснование выбора наиболее эффективных параметров фонда скважин для эксплуатации трудноизвлекаемых запасов туронских газовых залежей и в том числе заканчивания.

Пример схемы реализации алгоритма для туронской залежи представлен на рисунке 7.

Итоги

Реализация этапов предложенного алгоритма позволяет обосновать выбор наиболее эффективных параметров фонда скважин для эксплуатации трудноизвлекаемых запасов туронских газовых залежей и в том числе заканчивания.

Выводы

Апробирование вышеописанного алгоритма в рамках проектирования разработки туронских залежей различных месторождений позволило сделать вывод, что разработанные подходы в рамках алгоритма выбора параметров фонда скважин для эксплуатации трудноизвлекаемых запасов туронских газовых залежей позволили с высокой точностью провести прогнозирование эффекта от применяемых конструкций. Кроме того, был подтвержден вывод о том, что дифференциация применяемых технологий позволяет существенно увеличить технико-экономическую эффективность проектов.

С учетом вышесказанного алгоритм можно рекомендовать к применению и при разработке иных объектов с соответствующей адаптацией его основных положений.

Литература

1. Красовский А.В. Результаты обоснования и выбора конструкции скважин для эффективной разработки туронской залежи Южно-Русского месторождения // Научный журнал Российского газового общества. 2022. № 3. С. 60–67.
2. Красовский А.В., Шандрыголов З.Н., Голофаст С.Л. Современные методы моделирования разработки газовых месторождений. Новосибирск: Наука, 2018. 200 с.
3. Ахмедсафин С.К., Кирсанов С.А., Лапердин А.Н., Красовский А.В., Балашов А.Д., Митрушкин Д.А., Томин П.Ю. Поиск оптимального решения при выборе местоположения проектных скважин на площади газовой залежи // Вестник ЦКР Роснедра. 2011. № 2. С. 35–41.

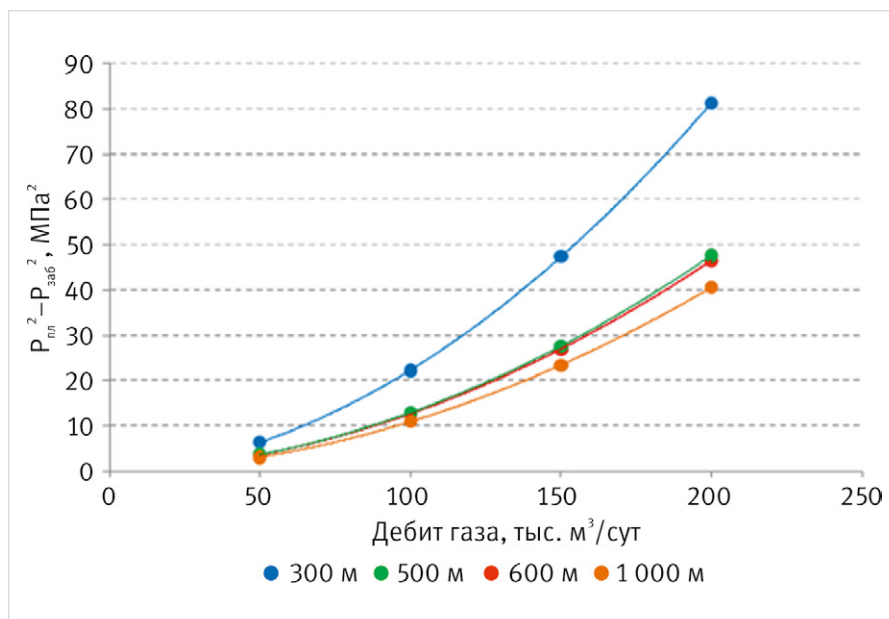


Рис. 6. Пример индикаторных диаграмм по вариантам проходки ствола
Fig. 6. Example of indicator diagrams for borehole sinking options

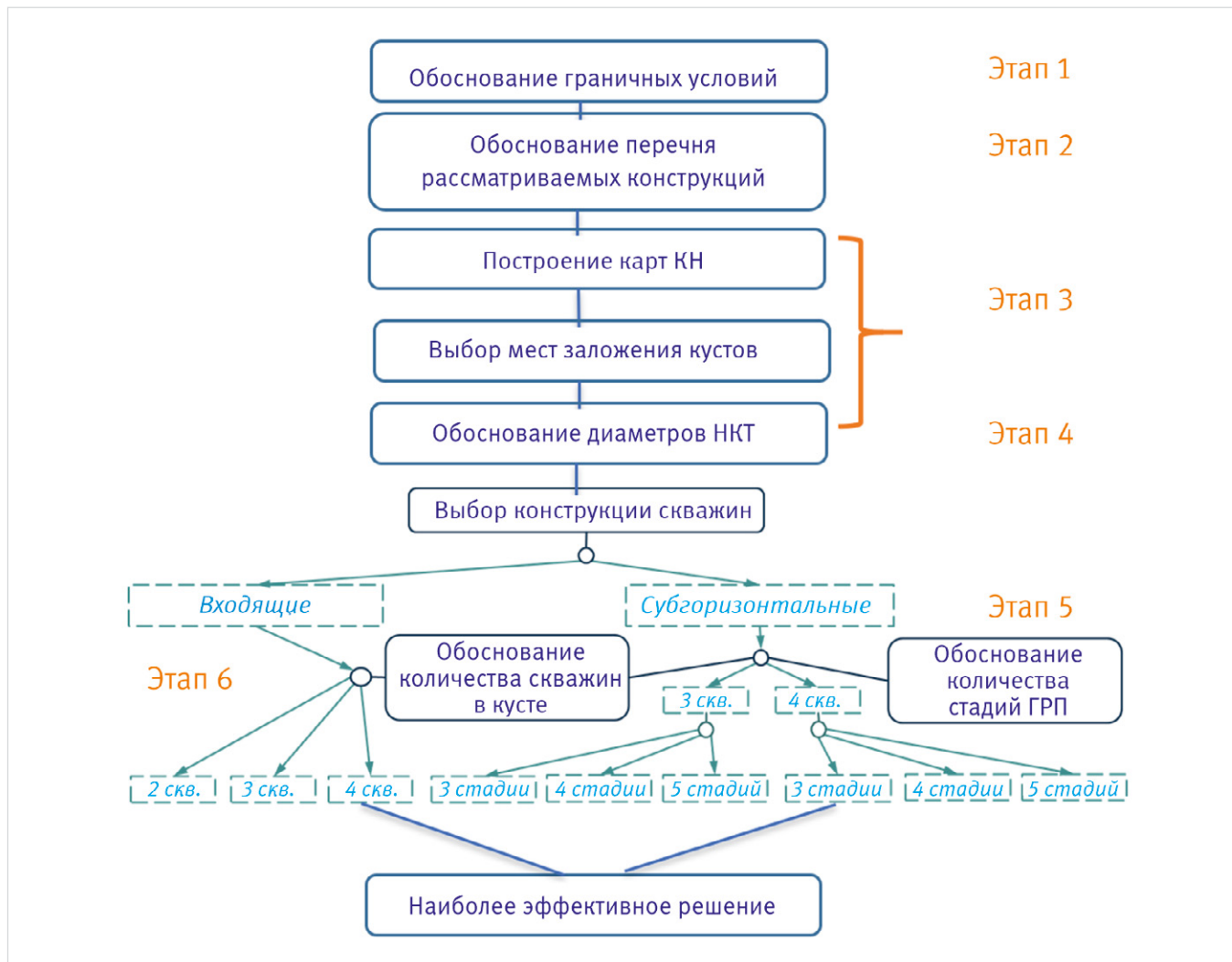


Рис. 7. Пример схемы реализации алгоритма для туронской залежи
 Fig. 7. Example of the algorithm realization scheme for the Turonian deposit

ENGLISH

Results

Realization of the stages of the proposed algorithm allows to justify the choice of the most effective parameters of the well stock for exploitation of hard-to-recover reserves of Turonian gas deposits, including completion.

Conclusions

Approbation of the above algorithm within the framework of designing the development of Turonian deposits of various fields allowed us to conclude that the developed approaches for selecting the parameters

of the well stock for exploitation of hard-to-recover reserves of Turonian gas deposits allowed us to accurately predict the effect of the applied designs. In addition, the conclusion that differentiation of the applied technologies allows to significantly increase the technical and economic efficiency of the projects was confirmed.

Taking into account the above-mentioned, the algorithm can be recommended for application in the development of other objects with appropriate adaptation of its main provisions.

References

1. Krasovsky A.V. Results of well design justification and selection for efficient development of the turonian deposit of the Yuzhno-Russkoye oil and gas field. Scientific journal of the Russian gas society, 2022, issue 3, P. 60–67. (In Russ).
2. Krasovsky A.V., Shandrygolov Z.N. Golofast S.L., Modern methods of modeling gas field development. Novosibirsk: Nauka, 2018. 200 p. (In Russ).
3. Akhmedsafin S.K., Kirsanov S.A., Laperdin A.N., Krasovsky A.V., Balashov A.D., Mitrushkin D.A., Tomin P.Yu. Search for the best solution for choosing the location of planned wells in the gas deposit area. Bulletin of the CDC Rosnedra, 2011, issue 2, P. 35–41. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Бабак Алексей Игоревич, заведующий отделением, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Тюмень, Россия
 Для контактов: a_babak@vniigaz.gazprom

Свентский Сергей Юрьевич, к.т.н., заместитель генерального директора, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Санкт-Петербург, Россия

Babak Aleksey Igorevich, department head, “Gazprom VNIIGAZ” LLC, Tyumen, Russia
 Corresponding author: a_babak@vniigaz.gazprom

Sventsky Sergey Yuryevich, ph.d. of engineering sciences, deputy general director, “Gazprom VNIIGAZ” LLC, Saint Petersburg, Russia