

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2024.4.121-136>

EDN IXVFLO

УДК 622.276.1/4:553.98 Н.П.

## **Стратегия подбора оптимальной системы и технологии разработки низкопроницаемых карбонатных коллекторов Восточной Сибири**

*Бондаренко О.А., Грандов Д.В., Плиткина Ю.А., Сорокина М.П.*

*ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия*

## **The strategy of selecting the optimal system and technology for the development of low-permeability carbonate reservoirs in Eastern Siberia**

*O.A. Bondarenko, D.V. Grandov, Yu.A. Plitkina, M.P. Sorokina*

*Tyumen Oil Research Center LLC, Tyumen, Russia*

**E-mail: oabondarenko2@tnnc.rosneft.ru**

**Аннотация.** В настоящее время все более актуальным становится вопрос освоения малоизученных перспективных запасов нефти, приуроченных к новым нефтегазовым регионам Восточной Сибири. При этом осложняющими факторами являются значительные глубины залегания, низкая проницаемость, сложное геологическое строение и многофазное флюидное насыщение. В представленной работе анализ выполняется для отложений преображенского горизонта.

По большинству месторождений преображенский горизонт находится в стадии пробной эксплуатации, опытно-промышленных работ, либо только начинает вводиться в промышленную разработку, в связи с чем можно отметить недостаточность опыта работы с пластом Б<sub>12</sub>.

Практический опыт разработки имеется на единичных месторождениях. При этом закачка воды сопряжена со сложностями поддержания приемистости – в условиях низкой проницаемости возникает необходимость увеличения давления нагнетания выше давления авто-ГРП, что будет негативно отражаться на динамике обводнения при размещении рядов поперек стресса. В условиях суровых климатических условий в зимнее время возникает проблема замерзания устьев скважин с низкими приемистостями, что приводит к вынужденному сезонному режиму закачки воды.

В рамках работы выполнен анализ фактически полученных эффектов, сравнение с аналогами, определение факторов, влияющих на эффективность. Полученные результаты легли в основу многовариантных расчетов, выполненных на секторных ГДМ.

В качестве прогнозных вариантов рассмотрены различные агенты закачки (вода, газ) в сравнении с вариантом на истощении, вариативность систем разработки с различной ориентацией, межрядным и межскважинным расстоянием, различной длиной ГС и стадийностью МГРП.

**Ключевые слова:** карбонатные коллектора, ТРИЗ, преобразженский горизонт, горизонтальные скважины, МГРП, гидродинамическая модель

**Для цитирования:** Бондаренко О.А., Грандов Д.В., Плиткина Ю.А., Сорокина М.П. Стратегия подбора оптимальной системы и технологии разработки низкопроницаемых карбонатных коллекторов Восточной Сибири // Нефтяная провинция.-2024.-№4(40).-С. 121-136. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.4.121-136>. - EDN IXVFLO

**Abstract.** Currently, the issue of developing little-studied promising oil reserves associated with new oil and gas regions of Eastern Siberia is becoming more and more urgent. At the same time, significant depths of occurrence, low permeability, complex geological structure and multiphase fluid saturation are complicating factors. In the present work, the analysis is performed for deposits of the Preobrazhensky horizon.

For most fields, the Preobrazhensky horizon is in the stage of trial operation, pilot industrial work, or is just beginning to be put into commercial development, in connection with which it can be noted that there is insufficient experience working with the B<sub>12</sub> formation.

Practical development experience is available at single fields. At the same time, water injection is associated with difficulties in maintaining pick-up - in conditions of low permeability, it becomes necessary to increase the injection pressure above the pressure of the hydraulic fracturing, which will negatively affect the dynamics of watering when placing rows across.

**Key words:** carbonate reservoirs, TRIZ, Preobrazhensky horizon, horizontal wells, MGRP, hydrodynamic model

**For citation:** O.A. Bondarenko, D.V. Grandov, Yu.A. Plitkina, M.P. Sorokina Strategiya podbora optimal'noy sistemy i tekhnologii razrabotki nizkopronitsayemykh karbonatnykh kollektorov Vostochnoy Sibiri [The strategy of selecting the optimal system and technology for the development of low-permeability carbonate reservoirs in Eastern Siberia]. Neftyanaya Provintsiya, No. 4(40), 2024. pp. 121-136. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.4.121-136>. EDN IXVFLO (in Russian)

## Актуальность

В настоящее время все более актуальным становится вопрос освоения малоизученных перспективных запасов нефти, приуроченных к новым нефтегазовым регионам Восточной Сибири, в частности Лено-Тунгусской

НГП. При этом осложняющими факторами являются значительные глубины залегания, низкая проницаемость, сложное геологическое строение и многофазное флюидное насыщение. В представленной работе анализ выполняется для отложений преображенского горизонта.

По большинству месторождений преображенский горизонт находится в стадии пробной эксплуатации, опытно-промышленных работ, либо только начинает вводиться в промышленную разработку, в связи с чем можно отметить недостаточность опыта работы с пластом Б<sub>12</sub>. Практический опыт разработки имеется не только на единичных месторождениях.

С целью обоснования эффективных технологий освоения низкопроницаемых карбонатных ТРИЗ необходим комплексный анализ фактически полученных эффектов, сравнение с аналогами (в том числе мировым опытом), определение факторов, влияющих на эффективность, а также реализация пула многовариантных расчетов на ГДМ.

Отсутствие апробированных технологических решений требует рассмотрения различных агентов закачки (вода, газ) в сравнении с вариантом на естественном режиме вытеснения, вариативности систем разработки с различной ориентацией, межрядным и межскважинным расстоянием, различной длиной ГС и стадийностью МГРП.

В статье исследовалось влияние различных технологий и систем разработки на величину КИН и получаемые эффекты. Выполнено обоснование оптимальной системы разработки и подбор технологии для освоения карбонатных низкопроницаемых коллекторов на основе фактического опыта эксплуатации скважин и результатов расчетов на секторных ГДМ.

Основные задачи:

- Анализ применяемых технологий;
- Обобщение проектных решений по разработке низкопроницаемых коллекторов;

- Поиск эффективных технологий разработки низкопроницаемых коллекторов;
- Технико-экономическая оценка варианта разработки низкопроницаемых коллекторов.

### **Объект исследования**

Объектом исследования выбраны карбонатные отложения преобразованного горизонта катангской свиты вендского возраста – пласт  $B_{12}$ . Данные отложения являются наименее изученными и вовлеченными в разработку в Восточной Сибири.

Пласт  $B_{12}$  залегает на глубине порядка 1,2-2,0 км, коллектор сложен преимущественно доломитами и является низкопроницаемым (менее 3 мД), в большинстве случаев имеет многофазное флюидное насыщение (нефтяная оторочка с газовой шапкой, газоконденсатная залежь, реже – нефтяная залежь). Залежи, как правило, осложнены тектоническими разломами.

По большинству месторождений преобразованный горизонт находится в стадии пробной эксплуатации, опытно-промышленных работ, либо только начинает вводиться в промышленную разработку, в связи с чем можно отметить недостаточность опыта работы с пластом  $B_{12}$ .

При проектировании разработки данных отложений в качестве основных аналогов принимаются вышележащие пласты усть-кутского или осинского горизонтов, которые также являются недоизученными, но имеют большее распространение по площади в регионе.

Анализ разработки низкопроницаемых коллекторов усть-кутского или осинского горизонтов показывает эффективность бурения горизонтальных добывающих скважин с ГРП. На единичных месторождениях с более благоприятными ФЕС ( $K_{пр} > 10$  мД) зарекомендовали себя МЗС. Однако в условиях преимущественно низких проницаемостей коллекторов (порядка 1-5 мД) наиболее перспективным является бурение ГС 1000 м с ГРП.

Для отложений усть-кутского и осинского горизонтов утвержденные проектные решения также предполагают разработку рядными системами ГС с длиной горизонтального участка ствола от 500 до 1250 м с расстояниями между рядами от 400 до 700 м.

Утвержденные проектные решения для отложений преображенского горизонта, как правило, предполагают для нефтяной части рядную систему разработки с горизонтальными добывающими скважинами (длина ГС 1000 м) и горизонтальными либо наклонно-направленными нагнетательными (агент закачки – вода), расстояние между рядами варьирует от 400 до 600 м. Для подгазовой зоны – разработка на естественном режиме.

В настоящее время низкопроницаемые коллектора преображенского горизонта эксплуатируются на единичных месторождениях и находятся на начальной стадии поиска эффективных технологий разработки.

Тем не менее, уже опробованы различные конструкции добывающих скважин: наклонно-направленные (ННС), горизонтальные (ГС) с длиной горизонтального участка ствола от 200 до 1000 м, многозабойные (МЗС). Наилучшим образом показали себя ГС 1000 м с 9 стадиями многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП). По многозабойным скважинам, осваиваемым без ГРП, получен сопоставимый входной дебит, но более интенсивное снижение по нефти, из-за которого ожидаемая удельная накопленная добыча по МЗС несколько ниже, чем по ГС с ГРП.

Система поддержания пластового давления на объектах в регионе не сформирована, осуществляется закачка воды в единичные скважины. Также на одном из месторождений проводится пробная закачка газа с целью определения приемистости пласта.

Практический опыт разработки имеется на единичных месторождениях, но с учетом имеющихся результатов очевидно, что при расстояниях между рядами 600-900 м эффект от ППД не будет проявляться. При этом закачка воды сопряжена со сложностями поддержания приемистости – в

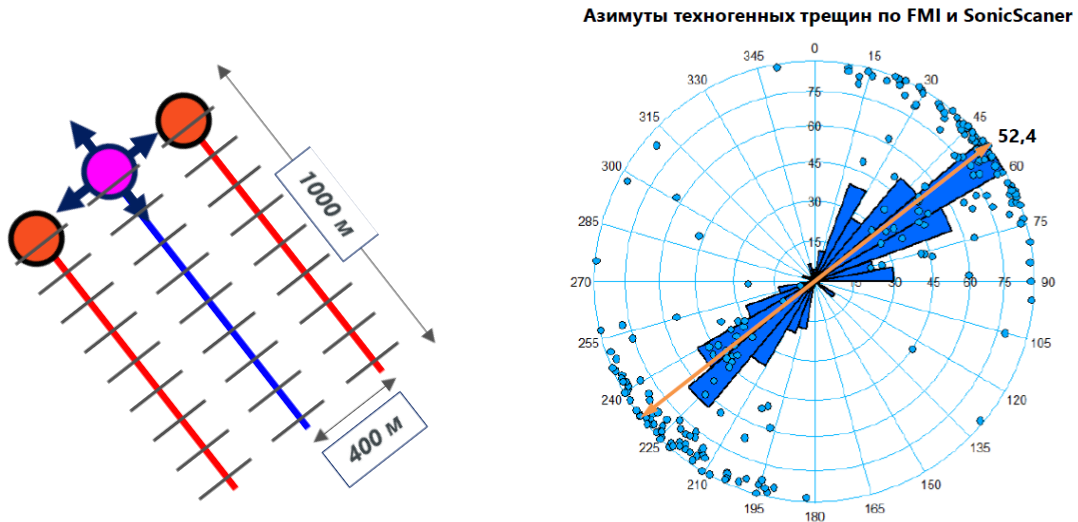
условиях низкой проницаемости возникает необходимость увеличения давления нагнетания выше давления авто-ГРП, что негативно отражается на динамике обводнения при размещении рядов поперек стресса. В суровых климатических условиях региона, в зимнее время, возникает проблема замерзания устьев скважин с низкими приемистостями, что приводит к вынужденному сезонному режиму закачки воды.

В рамках работы выполнен анализ фактически полученных эффектов, сравнение с аналогами (в том числе мировым опытом), определение факторов, влияющих на эффективность. Полученные результаты легли в основу многовариантных расчетов, выполненных на секторных ГДМ.

### **Подбор системы разработки на основе результатов секторного моделирования**

С целью обоснования оптимальной системы разработки с позиции наилучших технико-экономических показателей из гидродинамической модели объекта Б<sub>12</sub> преображенского горизонта месторождения V выбран сектор. Размеры сектора составляют 1/3 от всей площади залежи, тем самым обеспечивается охват геолого-физических свойств коллектора пласта.

Для корректного воспроизведения показателей разработки в прогнозных расчетах на секторных ГДМ выполнена адаптация на фактические результаты эксплуатации наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Согласно материалам пилотных работ, завершенных к текущему моменту, в качестве базовой технологии признано бурение скважин с горизонтальным окончанием 1000 м с проведением 9-ти стадийного ГРП (ГС 1000 м с 9 МГРП) и ориентацией перпендикулярно направлению максимального горизонтального напряжения (по данным FMI и SonicScanner азимут регионального стресса – 52,4°, рис. 1).



**Рис. 1. Размещение ГС с МГРП поперек азимута максимального горизонтального напряжения**

В качестве прогнозных вариантов рассмотрена вариативность систем разработки с различной схемой размещения ГС с МГРП, межрядным и межскважинным расстоянием, ориентацией относительно направления регионального стресса, с различными агентами закачки (газ, вода) в сравнении с вариантом на естественном режиме вытеснения. Для определения наиболее эффективной системы размещения скважин рассмотрено всего 20 вариантов с различными параметрами (Рис. 2).

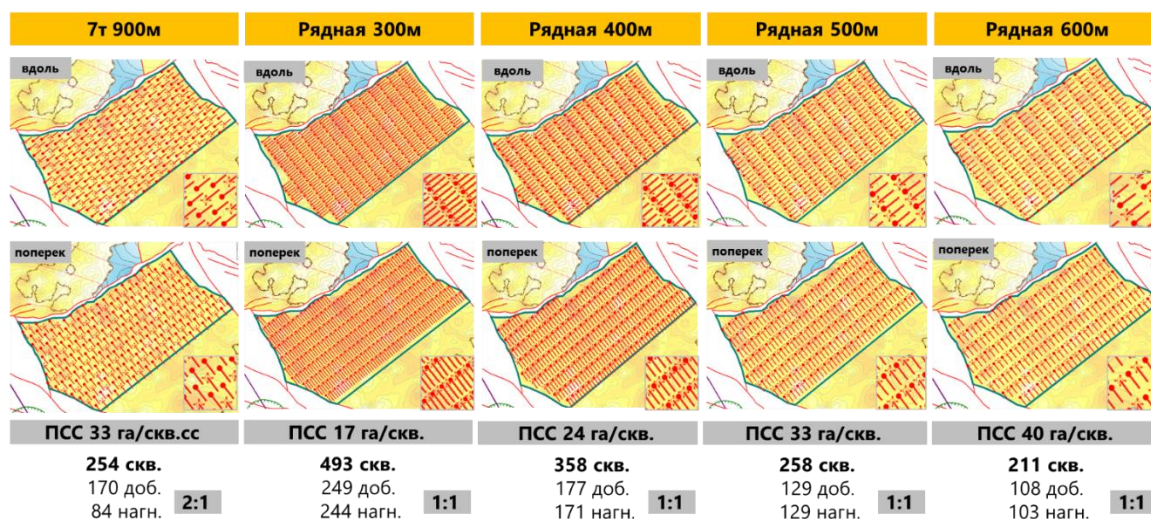
| Агент закачки   |                       |            |            |            |            |            |
|---|-----------------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| истощение   | газ                   |            |            | вода       |            |            |
| Схема размещения ГС с МГРП                                      |                       |            |            |            |            |            |
| Соотношение добывающих и нагнетательных скважин                 |                       |            |            |            |            |            |
| рядная  | площадная             |            | рядная     |            | рядная     |            |
| однорядная  | 7 точечная обращенная |            | однорядная |            | однорядная |            |
| -   | 2 : 1                 |            | 1 : 1      |            |            |            |
| Ориентация скважин относительно регионального стресса           |                       |            |            |            |            |            |
| поперек   | вдоль                 | поперек    | вдоль      | поперек    | вдоль      | поперек    |
| Ориентация трещин МГРП относительно горизонтальной части ствола |                       |            |            |            |            |            |
| поперечная  | продольная            | поперечная | продольная | поперечная | продольная | поперечная |
| Расстояние между рядами, скважинами                             |                       |            |            |            |            |            |
| 300   | 400                   | 900        |            | 300        | 400        | 500        |
|   |                       | 300        | 400        | 500        | 600        | 300        |
|   |                       | 400        | 500        | 600        | 300        | 400        |
|   |                       | 500        | 600        | 300        | 400        | 500        |
|   |                       | 600        | 300        | 400        | 500        | 600        |
| Длина ГС<br>(расчет по основе выбранного варианта)              |                       |            |            |            |            |            |
| 1000 м + 9 МГРП   |                       |            |            |            |            |            |
| 1250 м + 12 МГРП  |                       |            |            |            |            |            |
| 1500 м + 15 МГРП  |                       |            |            |            |            |            |

**Рис. 2. Схема вариантов для расчета на секторной ГДМ**



Далее на основе выбранного варианта рассмотрена вариация длины добывающих горизонтальных скважин и количества стадий МГРП: ГС 1000 м + 9 стадий, ГС 1250 м + 12 стадий и ГС 1500 м + 15 стадий (дополнительно рассчитано два варианта). Таким образом общее количество вариантов составило – 22.

В зависимости от схемы размещения скважин и расстояний количество скважин по вариантам составило от 211 до 493, что соответствует диапазону приведенной плотностей сетки скважин (ПСС) от 40 га/скв. До 17 га/скв. Схема размещения скважин в пределах сектора по ряду вариантов представлена на рис. 3.



*Рис. 3. Схема размещения скважин по вариантам в пределах сектора*

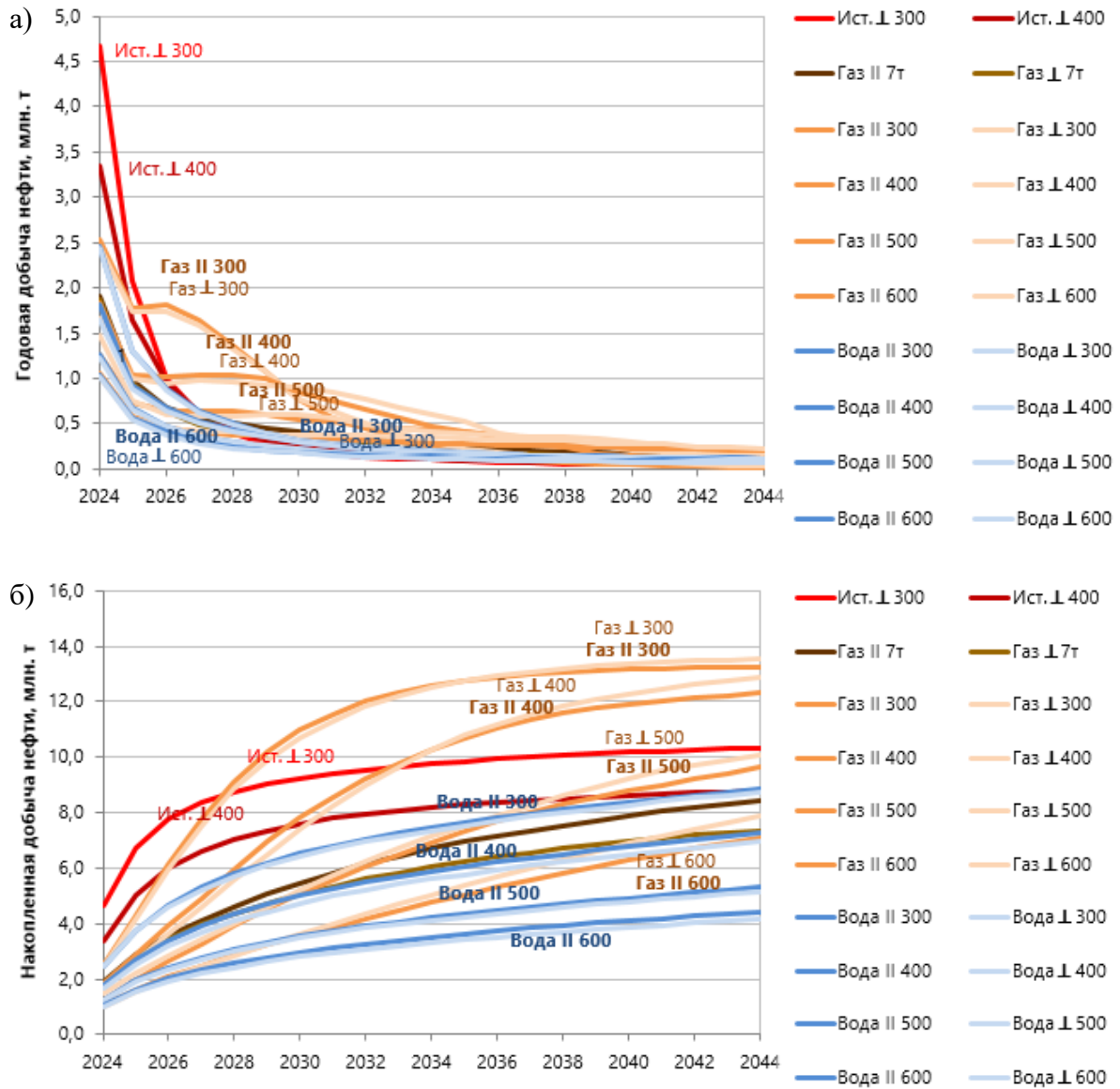
Условия расчета в коммерческом гидродинамическом симуляторе:

1. Одновременный запуск всех скважин с 01.01.2024.
2. Нагнетательные скважины без отработки.
3. Условие отключения скважин:
  - минимальный дебит нефти – 0,5 т/сут;
  - обводненность – 98 %;
  - газонефтяной фактор – 2500 м<sup>3</sup>/сут.
4. Сезонная эксплуатация при закачке воды с учетом риска замерзания устья нагнетательных скважин в зимний период в условиях низких



приемистостей (предусмотрена работа водонагнетательных скважин с мая по октябрь).

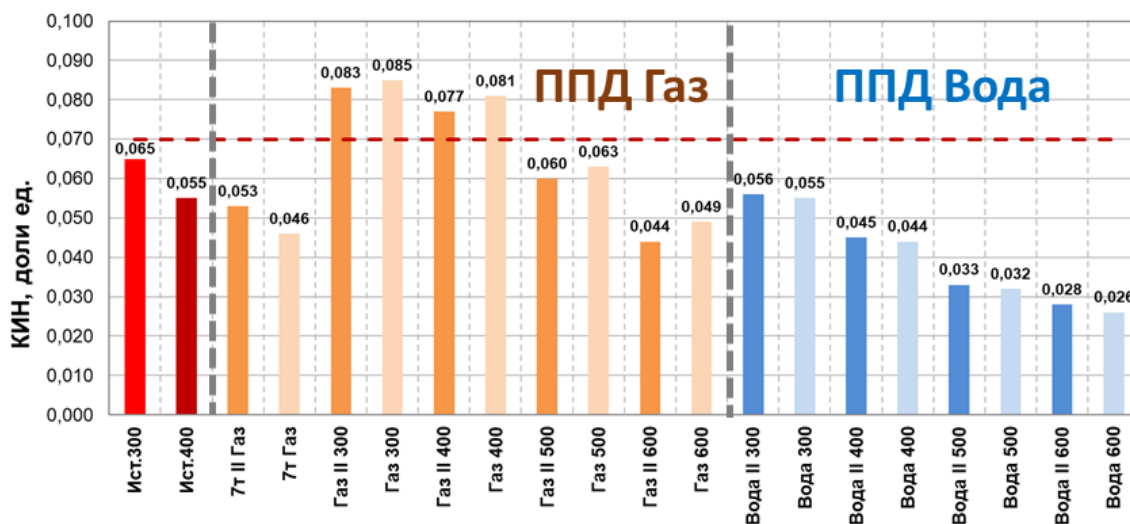
5. Период расчета 20 лет (2024-2044 гг.).



**Рис. 4. График годовой (а) и накопленной (б) добычи нефти по вариантам разработки**

Результаты расчетов показали, что в условиях низкой проницаемости карбонатных коллекторов наиболее эффективными вариантами разработки по накопленной добыче нефти (Рис. 4) и коэффициенту нефтеизвлече-

ния (Рис. 5) являются однорядные системы с расстоянием между рядами 300-400 м и агентом закачки газ, даже в условиях несмешивающегося вытеснения. Эффективность закачки газа выше эффективности закачки воды на 30-50 % в зависимости от ПСС. Полученные различия между вариантами с продольными и поперечными трещинами МГРП (относительно регионального стресса) – незначительные ввиду неопределенностей по латеральной анизотропии пласта и по влиянию режима авто-ГРП при закачке с высоким давлением нагнетания (требуется доизучение в рамках продолжения пилотных работ на месторождении).



*Рис. 5. Значение коэффициента извлечения нефти по вариантам разработки*

Оценка экономической эффективности за проектный период 20 лет свидетельствует об окупаемости вариантов на режиме истощения (Рис. 6). Организация системы поддержания пластового давления характеризуется значительными капитальными вложениями, что не позволяет достичь окупаемости при полученной эффективности от закачки.

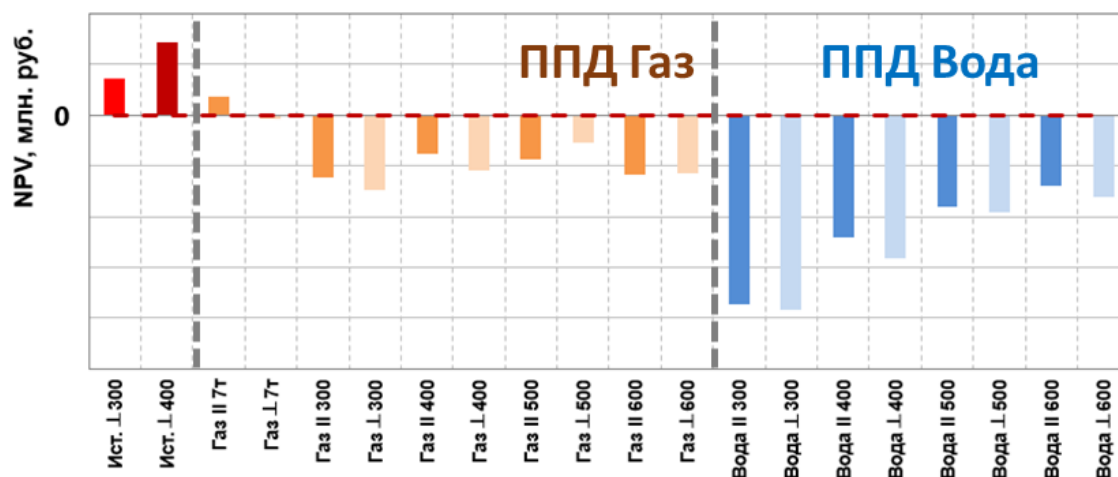


Рис. 6. Чистый дисконтированный доход (NPV) по вариантам разработки

По результатам оценки технико-экономических показателей установлено, что для разработки низкопроницаемых карбонатных коллекторов рекомендуются к реализации рядные системы ГС с МГРП с расстоянием между рядами 300-400 м на режиме истощения или с организацией закачки газа при изменении экономических макропараметров в положительную сторону. Варианты на режиме истощения характеризуются наибольшей добычей в начальный период в связи с тем, что скважины работают с высоким коэффициентом эксплуатации (Рис. 4), при этом характеризуются низким КИН (Рис. 5, Рис. 7). Закачка воды в условиях сезонной эксплуатации нагнетательных скважин характеризуется низкой эффективностью по причине периодической эксплуатации ( $K_{\text{экспл}}$  менее 0,5) нагнетательных скважин в зимний период и к реализации не рекомендуется.

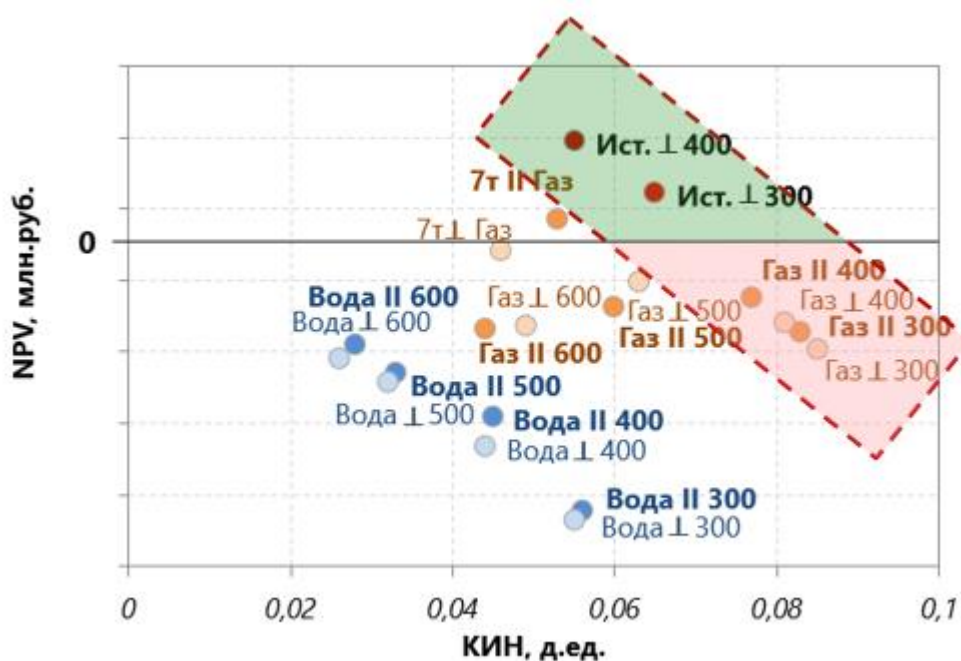


Рис. 7. Зависимость NPV от КИН по вариантам разработки

Обоснование оптимальной длины ГС с МГРП выполнено на примере рядной системы с расстоянием 400 м (поперек стресса) с закачкой газа. Наиболее эффективной является длина горизонтальной части ствола 1500 м. Увеличение длины добывающей скважины от 1000 м до 1250-1500 м (при сохранении длины нагнетательной ГС 1000 м) позволяет улучшить экономическую эффективность и вывести вариант в положительную зону (Рис. 8). При этом с переходом на более длинные горизонтальные скважины отмечается уменьшение КИН с 0,081 до 0,069 за счет снижения коэффициента охвата в зонах Т1 и Т2 нагнетательных горизонтальных скважин.

Кроме того, при строительстве длинных ГС возникают технологические риски по бурению и успешности выполнения плановых стадий ГРП. В этой связи тиражирование длинных ГС преждевременно без предварительной опытной-промышленной апробации в рамках продолжения реализации пилотных на объекте Б<sub>12</sub> месторождения V.

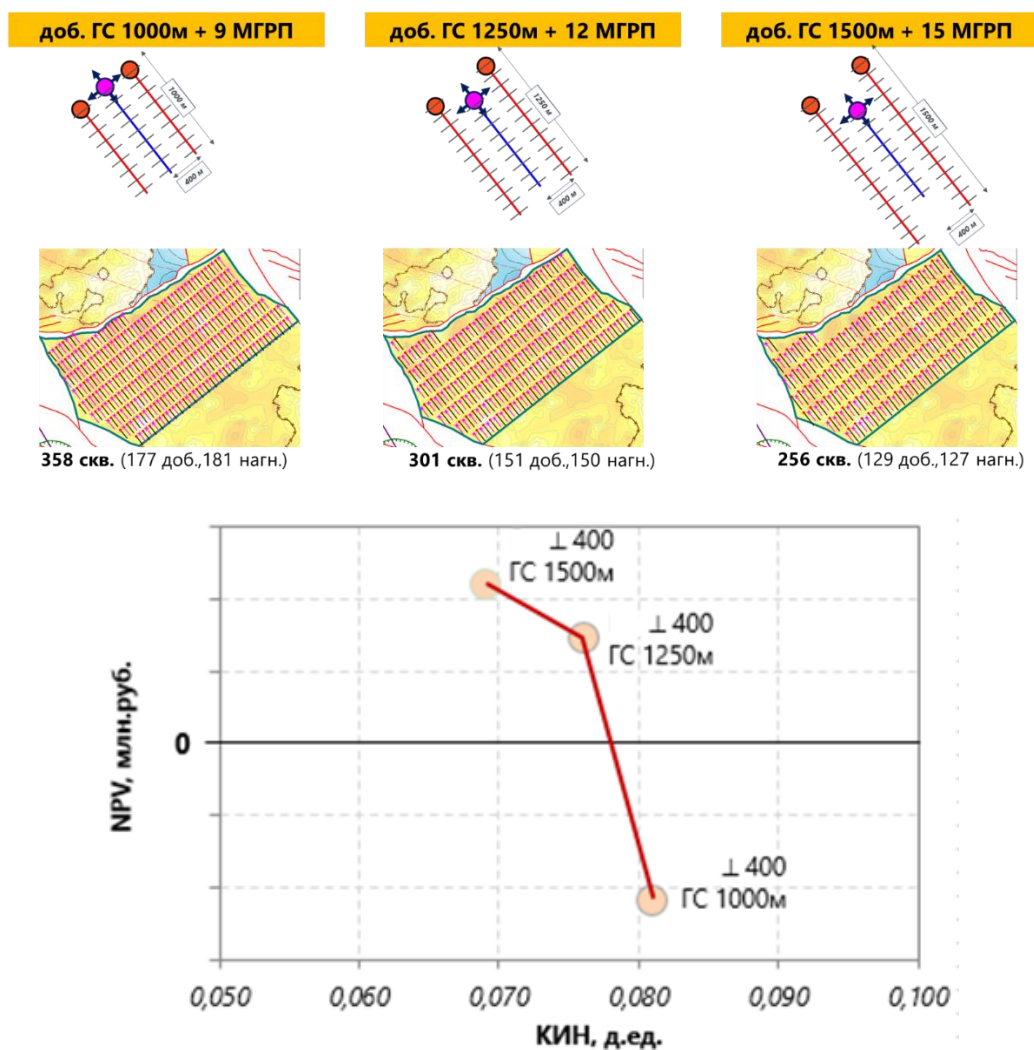


Рис. 8. График NPV от КИН по добывающей ГС с МГРП различной длины

### Дальнейшие перспективы развития

С учетом полученных результатов выполнена оценка закачки жирного газа и  $\text{CO}_2$ , что позволило увеличить КИН за счет реализации смешивающегося вытеснения (и повышения  $K_{\text{выт}}$ ), но в текущих экономических предпосылках является экономически нерентабельным вследствие больших затрат на инфраструктуру для подготовки агента закачки. Имеется необходимость в проработке вопроса оптимизации затрат.

На текущем этапе перспективы тиражирования связаны с сокращением межрядных расстояний и применением в качестве агента закачки углеводородного газа. Для апробации необходимо проведение опытно-промышленных работ и выделением участков ОПР и ОПИ с расстояниями

между рядами 300-400 м. Вопрос оптимального направления геометрии системы и стволов горизонтальных скважин относительно регионального стресса в карбонатных коллекторах остается открытым.

### **Итоги**

В рамках исследовательской работы на основе анализа фактического опыта разработки опыта аналогов, а также по результатам исследований и гидродинамического моделирования выполнено обоснование стратегии подбора оптимальной системы и технологии разработки низкопроницаемых карбонатных коллекторов. Проведены многовариантные расчеты, в которых рассмотрены варианты с закачкой различных агентов (газ, вода) при вариативности соотношения добывающих и нагнетательных скважин, разработка на режиме истощения с различными межрядными расстояниями и ориентацией сетки скважин.

Наилучшую эффективность показали рядные системы ГС (1250-1500 м) с МГРП с расстоянием между рядами 300-400 м на режиме истощения или с организацией закачки газа (при изменении экономических макропараметров в положительную сторону). Также требуется изучение влияния латеральной анизотропии и эффекта авто-ГРП на эффективность системы ППД.

### **Results**

Within the framework of the presented work, based on the analysis of the actual experience of developing the experience of analogues, as well as on the results of research and hydrodynamic modeling, the justification of the strategy for selecting the optimal system and technology for the development of low-permeability carbonate reservoirs was carried out.

For the effective development of reserves of low-permeable carbonate reservoirs, inline HS systems (1250-1500 m) with MGRP with a distance between



rows of 300-400 m in depletion mode or with the organization of gas injection (when economic macroparameters change in the positive direction) are recommended for implementation. It is also necessary to study the effect of lateral anisotropy and the effect of auto-fracturing on the effectiveness of the reservoir pressure maintenance system.

### Список литературы

1. Древние карбонатные толщи Восточной Сибири и их нефтегазоносность, Москва, Научный Мир, 2000 г.
2. Опыт моделирования продуктивных резервуаров северо-востока Непско-Ботуобинской НГО (Сибирская платформа), монография, ООО ТННЦ, 2022 г, Лебедев М.В., Хайруллин М.Ф., Погребняк А.С., Торгашова Л.В.
3. Комплексный подход к выбору эффективной технологии вовлечения в добычу ТРИЗ нефти из низкопроницаемых карбонатных коллекторов преображенского горизонта Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения, Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2022. № 2(350). С. 35–46, М.С. Пуляевский, Г.В. Греков, Н.М. Зырянов, А.Г. Вахромеев.

### References

1. Ancient carbonate strata of Eastern Siberia and their oil and gas potential, Moscow, Scientific World, 2000. (in Russian)
2. Experience in modeling productive reservoirs in the north-east of the Nepsko-Botuobinskaya NGO (Siberian Platform), monograph, TNNSC LLC, 2022, Lebedev M.V., Khairullin M.F., Pogrebnyak A.S., Torgashova L.V. (in Russian)
3. An integrated approach to choosing an effective technology for involving TRIZ oil in production from low-permeability carbonate reservoirs of the Preobrazhensky horizon of the Verkhnechonskoye oil and gas condensate field, the construction of oil and gas wells on land and at sea. 2022. No. 2(350). pp. 35-46, M.S. Pulyaevsky, G.V. Grekov, N.M. Zyryanov, A.G. Vakhromeev. (in Russian)

### Сведения об авторах

*Бондаренко Олеся Андреевна*, главный инженер проекта, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Россия, 625048, Тюмень, ул. Максима Горького, 42

E-mail: oabondarenko2@tnnc.rosneft.ru

*Грандов Дмитрий Вячеславович*, главный менеджер, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Россия, 625048, Тюмень, ул. Максима Горького, 42

E-mail: dvgrandov@tnnc.rosneft.ru

*Плиткина Юлия Александровна*, эксперт по разработке, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Россия, 625048, Тюмень, ул. Максима Горького, 42  
E-mail: yaplitkina@tnnc.rosneft.ru

*Сорокина Мария Павловна*, главный инженер проекта, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»  
Россия, 625048, Тюмень, ул. Максима Горького, 42  
E-mail: mpsorokina@tnnc.rosneft.ru

### **Authors**

*O.A. Bondarenko*, Chief Project Engineer, Tyumen Oil Research Center LLC  
42, Maxim Gorky Str., Tyumen, 625048, Russian Federation  
E-mail: oabondarenko2@tnnc.rosneft.ru

*D.V. Grandov*, Chief Manager, Tyumen Oil Research Center LLC  
42, Maxim Gorky Str., Tyumen, 625048, Russian Federation  
E-mail: dvgrandov@tnnc.rosneft.ru

*Yu.A. Plitkina*, Development expert, Tyumen Oil Research Center LLC  
42, Maxim Gorky Str., Tyumen, 625048, Russian Federation  
E-mail: yaplitkina@tnnc.rosneft.ru

*M.P. Sorokina*, Chief Project Engineer, Tyumen Oil Research Center LLC  
42, Maxim Gorky Str., Tyumen, 625048, Russian Federation  
E-mail: mpsorokina@tnnc.rosneft.ru

*Статья поступила в редакцию 02.08.2024*  
*Принята к публикации 17.12.2024*  
*Опубликована 30.12.2024*