

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2026.1.146-172>

EDN EDFFEA

УДК 622.279.23/4.001.57

**Использование многовариантного моделирования  
для оптимизации проекта разработки газовой залежи  
в дельтовых отложениях мегийонской свиты**

<sup>1</sup>Топалова Т.Э., <sup>1</sup>Попов А.Е., <sup>2</sup>Снохин А.А., <sup>1</sup>Кычкин Д.А.,  
<sup>1</sup>Климов С.А.

<sup>1</sup>ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

<sup>2</sup>ООО «Кынско-Часельское нефтегаз», Тюмень, Россия

**Using multivariate modeling approach in gas field development  
project optimization at the example of Megion formation deltaic  
deposits**

<sup>1</sup>T.E. Topalova, <sup>1</sup>A.E. Popov, <sup>2</sup>A.A. Snokhin, <sup>1</sup>D.A. Kychkin,  
<sup>1</sup>S.A. Klimov

<sup>1</sup>RN –Geology Research and Development LLC, Tyumen, Russia

<sup>2</sup>Kynsko-Chaselskoye oil&gas LLC, Tyumen, Russia

**E-mail: [tetopalova@rn-gir.rosneft.ru](mailto:tetopalova@rn-gir.rosneft.ru)**

**Аннотация.** В статье изложена методика интерактивной оптимизации проекта разработки нового газового месторождения на основе детального лито- и сейсмогеологического анализа, стохастического многовариантного моделирования и адаптации схемы разбуривания залежи горизонтальными скважинами к особенностям геологического строения эксплуатационного объекта. Использование изложенного подхода позволило улучшить технологические показатели проектных скважин и повысить конечный коэффициент извлечения газа относительно ранее принятого проектного документа. В рамках решения оптимизационной задачи было выполнено седиментологическое описание керна, сейсмо-фациальный анализ, проведена детальная корреляция разреза, обоснованы три варианта концептуальной модели, соответствующие квантилям P90, P50, P10. Последующий анализ чувствительности профиля добычи из проектных горизонтальных скважин к неопределенностям параметров газовой залежи позволил выбрать из

нескольких сотен реализаций гидродинамической модели наиболее вероятную и геологически обоснованную. Корректность выбранной геологической основы подтверждается технологическими расчетами.

**Ключевые слова:** газовая залежь, керн, фация, горная порода, сейсмический атрибут, концептуальная модель, геологическая модель, неопределенность, анализ чувствительности, гидродинамическая модель

**Для цитирования:** Топалова Т.Э., Попов А.Е., Снохин А.А., Кычкин Д.А., Климов С.А. Использование многовариантного моделирования для оптимизации проекта разработки газовой залежи в дельтовых отложениях мегийонской свиты // Нефтяная провинция.-2026.-№1(45).-С. 146-172. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2026.1.146-172>. - EDN EDFFEA

**Abstract.** The article describes a methodology for interactive new gas field development project optimization based on detailed lithological and seismogeological analysis, stochastic multivariate modeling and adaptation of the horizontal wells drilling scheme to the reservoir geological features complexity. The use of the suggested approach has made it possible to improve the new wells production rates and increase the final gas extraction ratio in relevance to the previously accepted project design document. As the part of optimization task solving, a sedimentological description of the core, a seismic and facies analysis were performed, a detailed correlation of the wells section was carried out, and three variants of the conceptual model corresponding to the quantiles P90, P50, and P10 were substantiated. The subsequent production performance of the designed horizontal wells sensitivity to the gas reservoir features uncertainties analysis allowed us to select from several hundred realizations the most probable and geologically justified hydrodynamic model. The correctness of the chosen reservoir model simulation was verified by production rates assessment.

**Key words:** gas field, core, facies, sedimentary rock, seismic attribute, conceptual model, geological model, uncertainty, sensitivity analysis, hydrodynamic model

**For citation:** T.E. Topalova, A.E. Popov, A.A. Snokhin, D.A. Kychkin, S.A. Klimov Ispol'zovaniye mnogovariantnogo modelirovaniya dlya optimizatsii proyekta razrabotki gazovoy zalezhi v del'tovykh otlozheniyakh megiyonskoy svity [Using multivariate modeling approach in gas field development project optimization at the example of Megion formation deltaic deposits]. // Neftyanaya Provintsiya, No. 1(45), 2026. pp. 146-172. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2026.1.146-172>. EDN EDFFEA (in Russian)

## Введение

В статье кратко изложены результаты оптимизации проекта разработки газовой залежи с использованием методики многовариантных расчетов и оценки технологических рисков. Усовершенствование ранее выполненного проектного документа сводится к поиску решения, дающего максимальный объем добываемого продукта (максимальный коэффициент

извлечения) при минимально возможном объеме затрат на изучение участка и бурение эксплуатационных скважин.

Основные цели и задачи методики многовариантного моделирования, разработанной в ООО «РН-Геология Исследования Разработка», уже были ранее изложены в статьях [1, 2], поэтому в данной статье акцент сделан только на демонстрации преимуществ выбранного подхода при работе со специфическим типом литологически экранированных залежей. В рамках представляемого решения была выполнена дополнительная проверка соответствия результата многовариантного гидродинамического моделирования, утвержденного ранее проектного решения по бурению эксплуатационных скважин и детерминистически обоснованной концептуальной модели пласта. Такой «замкнутый цикл» контроля результатов от создания сейсмо-фациальной модели до расчета профиля добычи проектной скважины позволяет значительно улучшить адаптивные качества геолого-гидродинамической модели, с одной стороны, а с другой - исключить возможные противоречия между схемой расстановки скважинного фонда и геологическими особенностям объекта эксплуатации, что особенно важно на новых, ранее не разрабатываемых участках. Максимальный эффект от оптимизации схемы эксплуатационного бурения достигается только в случае соответствия проводки горизонтальных скважин направлениям максимальной выдержанности фильтрационно-емкостных характеристик пласта и зонам наиболее высокой концентрации запасов газа. Во всех остальных случаях падение добычи будет происходить достаточно быстрыми темпами и конечный коэффициент извлечения будет ниже. Использование такого аналитического подхода позволяет добиваться высокой точности прогноза добычи без привлечения дополнительных инвестиций на разведочное бурение и скважинные исследования.

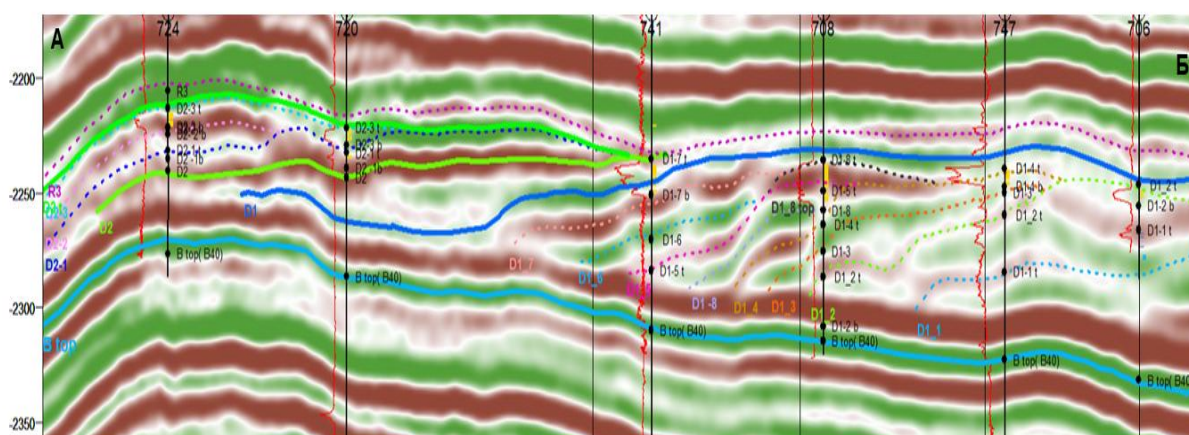
В проектные документы на разработку месторождений нефти и газа традиционно принято закладывать оценку геологических и извлекаемых

запасов по одной, экспертно утвержденной, сейсмо-геологической модели, отражающей текущий уровень изученности лицензионного участка. В настоящее время в активное освоение включаются лицензионные участки, основной этап разведки которых пришелся на конец 80-х – начало 90-х годов прошлого столетия, т.е. большая часть геологических данных по таким месторождениям уже не актуальна в силу несоответствия технологии исследования скважин и полноты полученной информации современным промышленным стандартам и восстановлению (например, проведение дополнительных исследований на старом керне или переиспытание ликвидированных скважин) не подлежит. Метод комплексирования старых и новых геолого-геофизических данных весьма проблематичен из-за существенных различий в спецификации скважинных и лабораторных приборов, произведенных в разное время разными компаниями. Разница в методиках интерпретации тоже может быть весьма существенной. В случае изучения простых структурных залежей указанные аспекты не столь критичны, т.к. глубина полого залегающих, слабо нарушенных пластов и динамика изменения ФЕС осадочных пород в них достаточно уверенно прогнозируются математическими методами на основании ограниченного объема входных данных. При переходе на литологически и тектонически экранированные залежи на глубинах свыше 2500 м вопрос достоверности и достаточности исходной информации для проектирования систем разработки становится более актуальным, т.к. в залежах сложного строения площадное и вертикальное изменение свойств вблизи разломных нарушений, границ замещения и выклинивания происходит более резко и математическому прогнозированию поддается хуже. Соответственно более остро встает вопрос об объеме дополнительных исследований и затрат на детальное изучение объектов проектирования.

### **Геологические особенности объекта исследования**

В рамках освещаемой в статье работы в качестве объекта исследования была выбрана газовая залежь в пласте нижнемелового возраста, индексируемом как БТ<sub>17</sub>, на одном из нефтегазоконденсатных месторождений в юго-восточной части Ямало-Ненецкого автономного округа. По результатам бурения и выполнения комплекса исследований в новой разведочной скважине возникла необходимость актуализации ранее утвержденного проекта разработки, который был составлен на основании ограниченного объема исходных данных, полученных, в основном, на начальном этапе поисково-разведочных работ в 80-90 годах прошлого столетия. В новой разведочной скважине была выполнена запись широкополосного каротажа, что дало возможность уточнить скоростные характеристики разреза и сейсмо-геологической привязку отражающих горизонтов. Именно корректировка отражающей границы в кровле пласта привела к тому, что пласт БТ<sub>17</sub>, ранее относившийся к полого залегающему шельфовому отражению, был в новой интерпретации данных 3Д СРР ассоциирован с более глубоко залегающим комплексом клиноформных линзовидных тел мелководно-морского генезиса (Рис. 1).

Дополнительная сложность в интерпретации объекта заключается в интерференции мелких отражающих границ внутри клиноформного комплекса, что исключает возможность уверенного прослеживания границ каждой отдельной линзы. Выполнение на изучаемой площади новой сейсмосьемки более высокого разрешения на данный момент не предусмотрено. В итоге все результаты геолого-геофизических исследований содержат в себе неопределенности, учет которых возможен только в рамках многовариантного моделирования.

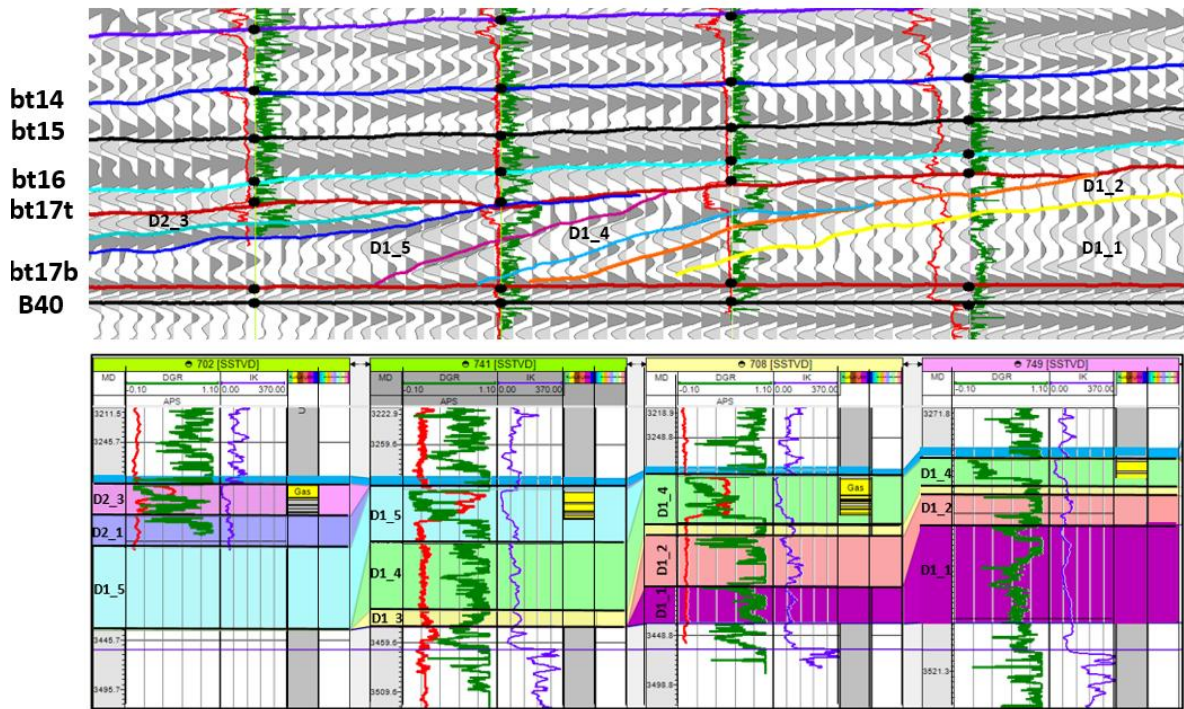


*Рис. 1. Сейсмический разрез интервала залегания пластов группы БТ*

Проведенная в рамках проекта детальная корреляция сейсмических данных, сиквенс-стратиграфический и лито-фациальный анализ керн из 4 разведочных скважин позволили сделать следующие выводы:

- Формирование пласта БТ<sub>17</sub> происходило в условиях проградации фронта дельты приливно-отливного типа. Весь пласт представляет собой серию мелких клиноформных линз средней мощностью 15-20 м. Часть линз полностью заглинизированы, т.е. в какие-то периоды обломочный материал в бассейн осадконакопления практически не поступал. Поскольку изменение уровня воды в море происходило достаточно часто, наблюдаемые линзовидные тела создают серию не четко выраженных отражающих границ, не пригодных для прослеживания по всей площади месторождения.
- Для целей идентификации границ продуктивных объектов было выполнено объединение некоторых продуктивных песчаных линз в более крупные геологические объекты (при наличии общего уровня флюидального контакта). В итоге в цифровую модель месторождения были включены семь изолированных линз, четыре из которых содержат газонасыщенные породы, одна линза содержит коллектор, насыщенный нефтью (Рис. 2).

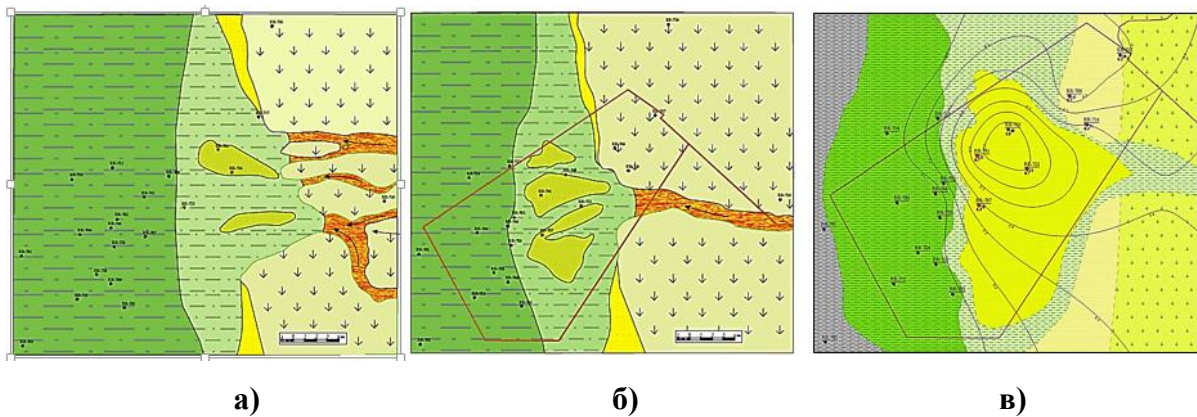
- В более ранних проектах доразведки и разработки пласта БТ<sub>17</sub> продуктивные интервалы в верхней части пласта были отнесены к единому пологозалегающему пласту покровных и баровых песчаников. Схема разбуривания залежи горизонтальными скважинами проектировалась исходя из условия полной гидродинамической связности объекта. Со сменой концепции фациального строения и внутренней структуры пласта БТ<sub>17</sub> возникла необходимость пересмотра данного подхода.
- По результатам сиквенс стратиграфического анализа были идентифицированы два крупных дельтовых комплекса, D1 и D2, разделенные поверхностями максимального затопления MFS, (Рис. 2). Этот момент очень важен, т.к. в периоды максимального погружения дна бассейна формировались маломощные, выдержанные по площади, глинистые и алеврито-глинистые прослои, являющиеся гидродинамически непроницаемыми барьерами. Более мелкие циклиты внутри дельтовых комплексов разделены глинистыми прослоями меньшей мощности и по площади часто не выдержаны. Наличие глинистых прослоев делает эффективную разработку залежи практически невозможной без использования технологий гидроразрыва пласта (ГРП).



**Рис. 2. Сейсмо-геологическая и стратиграфическая корреляция пласта БТ<sub>17</sub>, выравненная на отражающий горизонт В40**

Дельтовая система имеет две крупные области седиментации: надводная дельтовая равнина и подводная часть дельты. По диагностическим признакам фаций в отложениях мегнионской свиты, в пределах исследуемого участка, выделяется только подводная часть дельты, которая подразделяется на следующие субфации: продельтовый склон, фронт дельты, приливно-отливный бар/песчаный покров. Продельтовый склон является областью осаждения преимущественно тонкозернистых осадков с постепенным переходом в сторону бассейна в покровные шельфовые аргиллиты. Отложения фронта дельты, преимущественно песчаного состава, залегают на глинистых отложениях продельты. В результате седиментологического анализа керна из пласта БТ<sub>17</sub> установлено, что породы формировались преимущественно в мелководно-морских и прибрежно-морских обстановках. Отмечается регрессивная последовательность фаций, породы формировались в обстановках фронта дельты и продельтового склона.

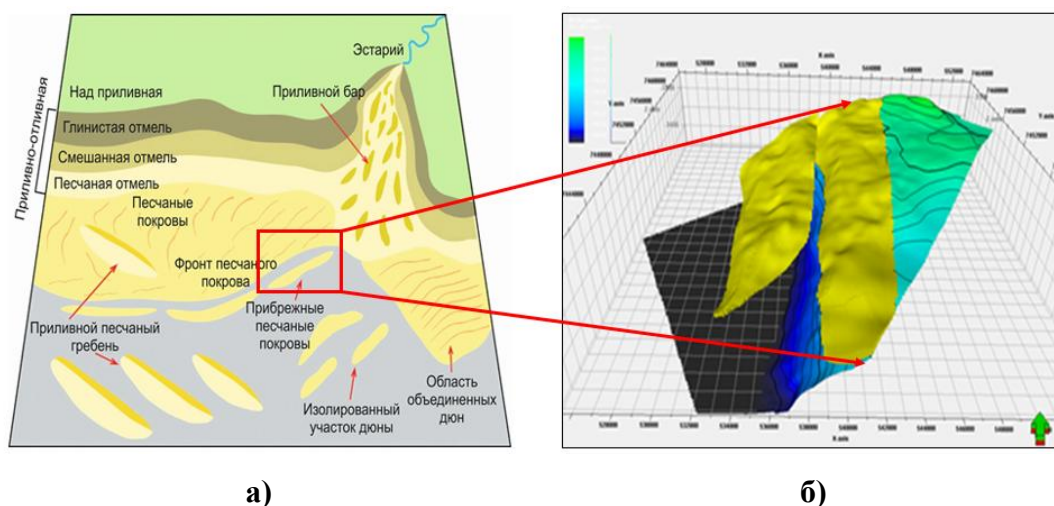
Дельта пласта БТ<sub>17</sub> - приливно-отливного типа, данный вывод подтверждается результатами анализа керна в скважинах. Но на территории исследуемого участка отложения надводной дельтовой равнины и распределительного канала не вскрыты, на отобранном из поисково-разведочных скважин керне идентифицируются только линзовидные песчаные тела подводного фронта дельты покровного и барового генезиса, ориентированные вдоль простирания береговой линии (Рис. 3). Подобная ориентировка песчаных гряд (покровов) в проградирующей дельте приливно-отливного типа связана, скорее всего, с дополнительным влиянием волновых процессов, способствующих переносу и переотложению устьевых песчаников вдоль линии берега (Рис. 4). Илистые осадки тяготеют к области нижнего и верхнего продельтового склона, что выражается в преимущественно алевритоглинистом составе пород, сформировавшихся в этой части бассейна седиментации.



**Рис. 3. Палеофациальные схемы формирования отложений пласта БТ<sub>17</sub>:**  
**а) на момент начала формирования отложений пласта БТ<sub>17</sub>; б) на момент между**  
**начальной и завершающей фазами формирования отложений БТ<sub>17</sub>; в) на момент**  
**завершения формирования БТ<sub>17</sub>. ТННЦ, 2011 г.**

Условные обозначения:

|   |  |   |  |
|---|--|---|--|
|  | - Распределительный канал, FCt   |  | - Песчаные отложения приливной дельты барового и покровного генезиса, ТВ           |
|  | - Прибрежная равнина, CP   |  | - Алеврито-глинистые отложения продельтового склона приливно-отливной дельты, PStd |
|  | - Песчаные отложения нижней зоны подводного берегового склона, LSF                 |  | - Глинистые отложения шельфа, SLF  |
|  | - Песчано-алеврито-глинистые отложения фронта дельты приливно-отливного типа, DFtd |   |  |



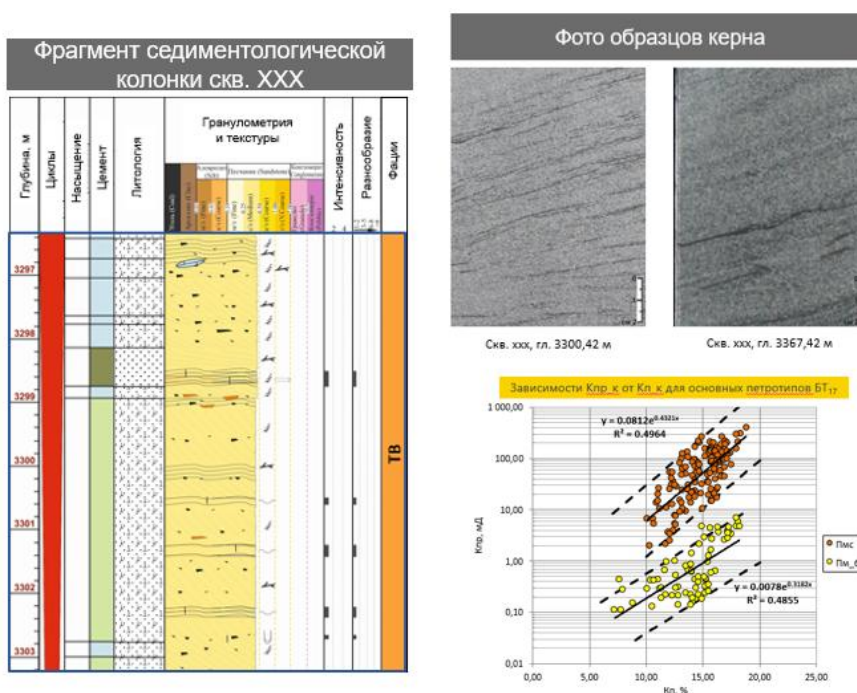
**Рис. 4. Схематичное строение концептуальной модели пласта БТ<sub>17</sub>:**  
**а) концептуальная схема строения дельты приливо-отливного типа;**  
**б) трехмерная модель песчаных линз дельтового генезиса в пласте БТ<sub>17</sub>,**  
**ТННЦ, 2023 г.**

С точки зрения разработки интерес представляют отложения наиболее опесчаненной части разреза, это отложения приливо-отливных баров и песчаных покровов (фация ТВ/SS). Фация представлена средне-мелкозернистыми песчаниками с крупной косой слоистостью. Присутствие сдвоенных глинистых слойков в косослойчатых сериях, и отсутствие волновых текстур свидетельствуют об их накоплении в прибрежной мелководной обстановке в условиях приливо-отливного режима. Присутствие в песчаниках обломков углефицированной древесины свидетельствует о речной поставке песчаных осадков в данную область седиментации. Приливо-отливные барово-русловые отложения, по всей видимости, постепенно замещаются в сторону суши речными фациями.

Отложения фации ТВ/SS залегают в верхней, прикровельной, части клиноформно залегающих линз. В условиях проградирующей дельты песчаники последовательно залегающих линз могут соединяться в единое гидродинамически связанное геологическое тело. Но результаты испытания пласта БТ<sub>17</sub> не подтверждают данную гипотезу, уровень раздела «газ-вода» в линзах дельтовых комплексов D1 и D2 отличается почти на 7 м.

Внутри дельтовых комплексов расхождения в уровне флюидальных разделов не превышают 3 м.

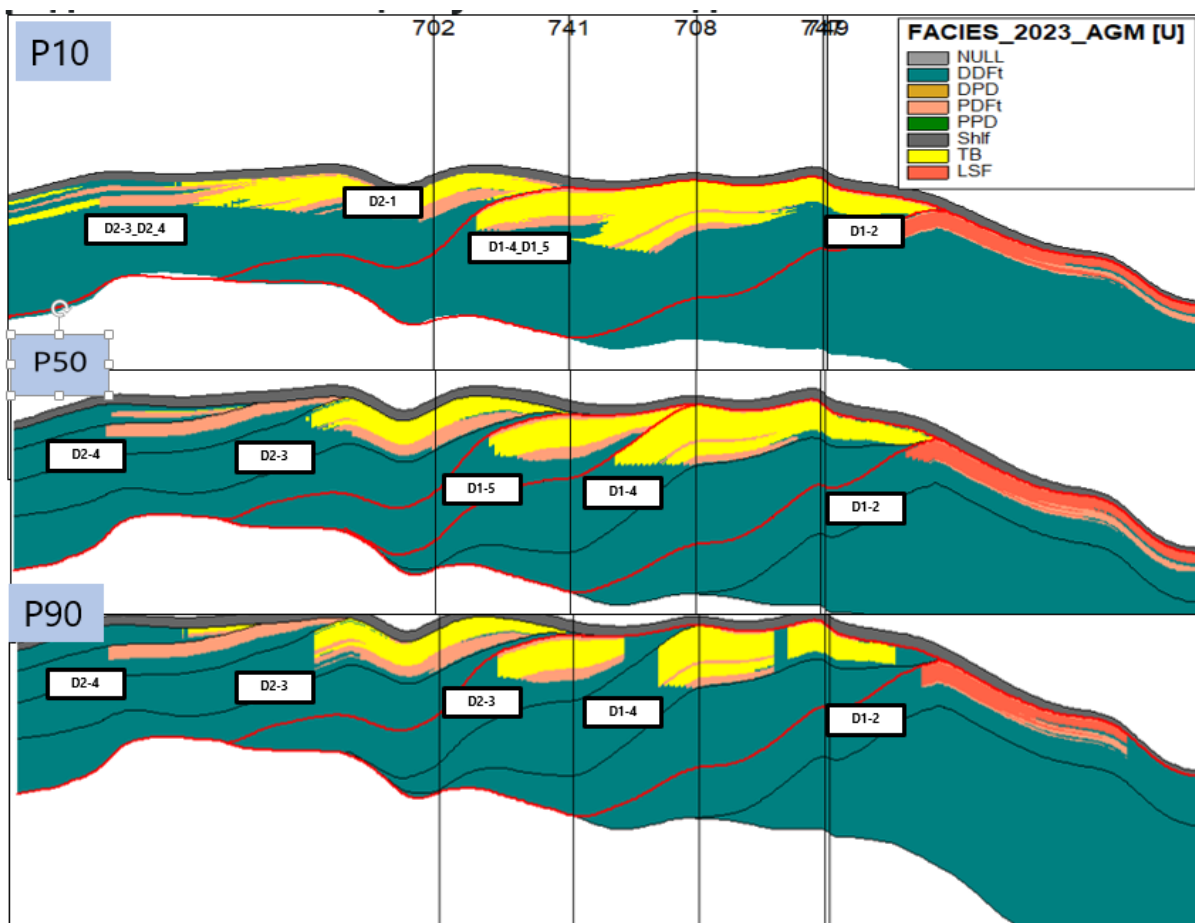
Особенностью лито-фациального строения пласта БТ<sub>17</sub> является достаточно однозначная генетическая связь выделенных на керне литотипов с условиями седиментации, что дает возможность отождествлять границы распространения наиболее крупнозернистых песчаных пород с границами фаций покровных песчаников и баровых тел [3, 4]. Для каждого литотипа (фациальной обстановки) были рассчитаны индивидуальные зависимости  $K_{пр}=f(Kп)$ . Этот момент очень важен, так как именно параметр проницаемости оказывает существенное влияние на продуктивность проектных скважин. Характеристики песчаных пород барового генезиса представлены на рис. 5. На графике видно, что два типа коллекторских пород, встречающиеся в разрезе пласта БТ<sub>17</sub>, отличаются по значениям проницаемости почти на два порядка.



**Рис. 5. Лито-фациальная характеристика наиболее перспективной части разреза пласта БТ<sub>17</sub>. Зависимость  $K_{пр}=f(Kп)$  выведена на керновых данных для двух литотипов: Пмс- песчаник средне-мелкозернистый, слагающий баровые и покровные отложения фации ТВ; Пм\_б – песчаник мелкозернистый, алевитистый, приурочен к проксимальной части фронта дельты, фация PDFt**

Ограниченный объем керновых исследований и неравномерность разбуривания площади поисково-разведочными скважинами послужили причиной использования в создании геологической модели многовариантного подхода (Рис. 6). Анализ чувствительности модели позволил установить, что максимальное влияние на оценку объема запасов газа в пласте оказывают неопределенности структурного плана (ошибка прогноза глубины залегания пласта по данным сейсморазведки составляет 13,3 м) и неоднозначность положения границ полной глинизации песчаных тел. Для выполнения гидродинамических расчетов были использованы три варианта строения клиноформных линз, отличающиеся степенью связности коллекторов (Рис. 6), так как именно параметр связности поровых объемов наиболее значимо влияет на конечный коэффициент извлечения газа (КИГ). Основные характеристики продуктивных линз представлены в табл. 1.

Как видно из таблицы, объем запасов газа в линзах баровых песчаников пласта БТ<sub>17</sub> закономерно убывает при удалении от предполагаемого источника сноса при продвижении с востока на запад, к центру бассейна седиментации. Фильтрационно-емкостные свойства пород в пределах одной фации достаточно близки по значениям. В линзе D1-2 фация баровых песчаников замещается на фацию нижней части берегового склона (LSF) с ухудшенными коллекторскими свойствами. В линзе D2-4 фация баровых тел так же отсутствует, что ведет к резкому снижению мощности песчаных пород.



| Группа фаций       | Макрофашия                     | Код фации | Фашия  |
|--------------------|--------------------------------|-----------|--|
| Прибрежно-морская  | Высокодинамические отложения   | TB        | Приливно-отливный бар / Песчаные покровы (Tidal bar / Sand sheet)  |
|                    |                                | PDF       | Проксимальная часть фронт дельты (Proximal delta front)            |
|                    | Умереннодинамические отложения | DDF       | Дистальная часть фронт дельты (Distal delta front)                 |
| Мелководно-морская | Низкодинамические отложения    | PPD       | Проксимальная часть продельтового склона (Proximal prodelta slope) |
|                    |                                | DPD       | Дистальная часть продельтового склона (Distal prodelta slope)      |

**Рис. 6. Концептуальная многовариантная модель пласта БТ<sub>17</sub>, построенная по результатам сейсмо-стратиграфического и лито-фашиального анализа. Квантили P10, P50, P90 отличаются степенью связности песчаных тел, определяемой динамикой приливно-отливных процессов в бассейне седиментации**

Таблица 1

**Осредненные характеристики продуктивных линз пласта БТ<sub>17</sub>**

| Линза            | Фация | Насыщение | Нэф.ср,<br>м | Кп.ср, д.ед. | Кпр.ср, мкм <sup>2</sup> | Кнг.ср, д.ед. | Доля<br>запасов, % |
|------------------|-------|-----------|--------------|--------------|--------------------------|---------------|--------------------|
| D <sub>2-4</sub> | PDFt  | газ       | 3,3          | 0,17         | 113,5                    | 0,543         | 3                  |
| D <sub>2-3</sub> | TB    | газ       | 15,2         | 0,16         | 64,2                     | 0,644         | 19                 |
| D <sub>1-5</sub> | TB    | газ       | 16,3         | 0,16         | 90,8                     | 0,577         | 36                 |
| D <sub>1-4</sub> | TB    | газ       | 14,8         | 0,16         | 65,6                     | 0,601         | 42                 |
| D <sub>1-2</sub> | LSF   | нефть     | 7            | 0,16         | 11,8                     | 0,563         | 100                |

Условные обозначения:

TB – приливо-отливной бар/песчаные покровы;

PDFt – проксимальная часть фронта дельты;

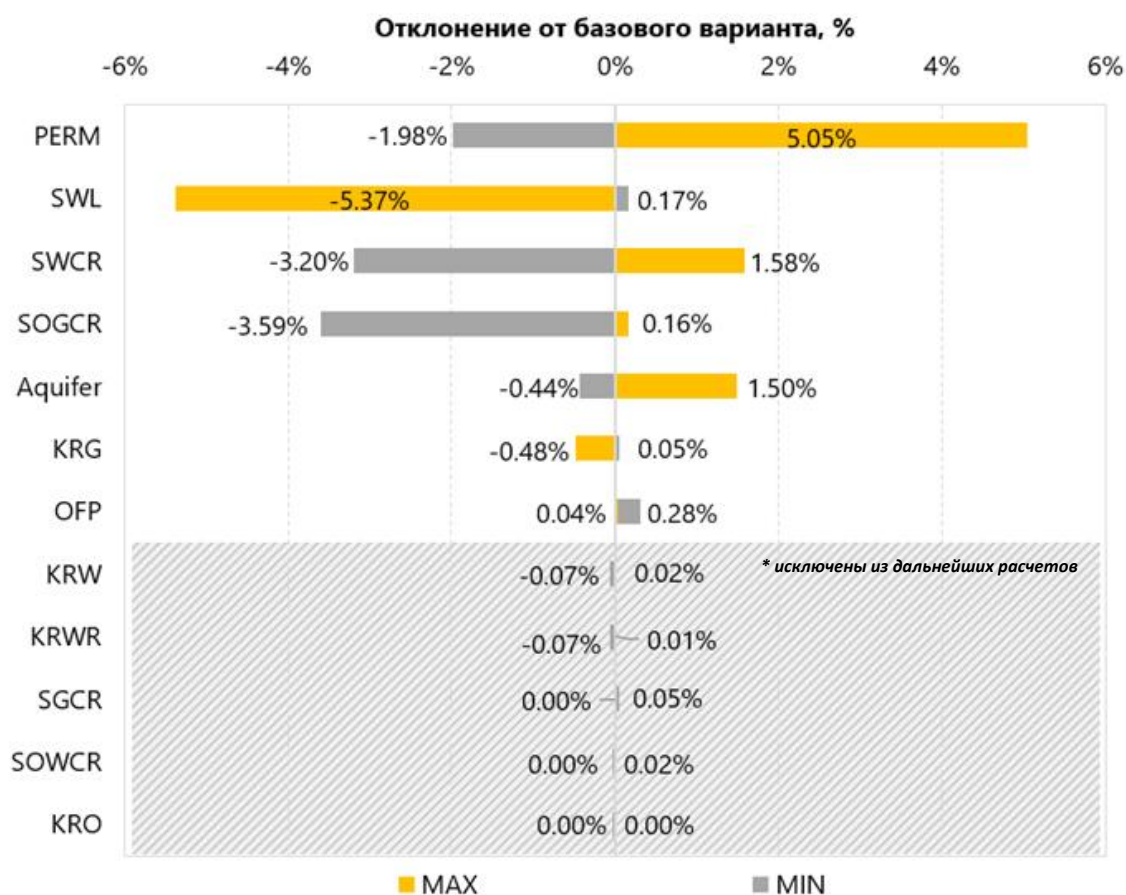
LSF – нижняя часть подводного берегового склона.

### **Создание многовариантной гидродинамической модели (ГДМ) и выбор оптимальной схемы разработки**

Принципиальное изменение концептуальной геологической модели пласта относительно ранее утвержденного проекта разработки привело к необходимости пересчета гидродинамической модели и пересмотру утвержденной схемы разбуривания залежи газа. С целью оценки интервала варьирования основных технологических параметров (накопленная добыча продукта, конечный коэффициент извлечения газа и прибыль от реализации проекта) выполнены многовариантные расчеты (МВР) на гидродинамических моделях. В расчетах учтены три ранее формализованные концептуальные схемы развития песчаных тел барового генезиса, для каждой из которых из нескольких сотен реализаций отбирались три варианта геологической модели квантилей P10, P50 и P90, рассчитанных с учетом варьирования параметров порового объема и начальной газонасыщенности. В качестве базового варианта принята ранее утвержденная модель пласта из проектного документа.

Перед инициализацией многовариантной гидродинамической модели пласта БТ<sub>17</sub> была выполнена оценка неопределённостей фильтрационных свойств пород и флюидов, в разной степени влияющих на прогнозный профиль добычи. Такие параметры, как связанная и критическая водонасыщенности, остаточная газонасыщенность, максимальная относительная фазовая проницаемость (далее ОФП) газа и ОФП воды при остаточной газонасыщенности, являются важными характеристиками взаимодействия флюидов между собой. На этапе анализа чувствительности модели были исключены из дальнейших расчетов мало влияющие на накопленную добычу газа гидродинамические факторы: вариация неопределённостей конечных точек кривых ОФП: остаточной нефтенасыщенности (SOWCR), критической газонасыщенности (SGCR), максимальной ОФП нефти (KRO), ОФП воды при остаточной газонасыщенности (KRWR) и максимальной ОФП воды (KRW).

Наибольшее влияние на профиль оказывают параметры проницаемости, остаточной водонасыщенности (SWL), критической водонасыщенности (SWCR), критической газонасыщенности (SOGCR), проницаемость аквифера и форма кривых ОФП. От вида кривых (наряду с соотношением вязкостей флюидов) зависят темпы обводнения. От проницаемостей и сжимаемости порового пространства зависит скорость распространения давления в пласте при прогнозом расчёте. Параметры с откликом влияния и процентное отклонение от базового варианта приведены на графике-торнадо (Рис. 7).



**Рис. 7. Торнадо-диаграмма, описывающая влияние параметров неопределенности на профиль добычи газа, млрд. м<sup>3</sup>.**

По результатам расчета более 300 реализаций гидродинамической модели пласта БТ<sub>17</sub> получен набор возможных профилей добычи, из которого статистическим анализом выделены квантили P10, P50, P90. Профиль добычи базовой модели соответствует P50 (Рис. 8). Большой разброс конечных накопленных отборов газа между квантилями P10 и P90 (60%) обусловлен, главным образом, сильным влиянием геологических факторов (различия в учтенных сценариях концептуальной модели) на конечный профиль добычи, и в значительно меньшей степени - гидродинамическими параметрами [6].



**Рис. 8. Вероятностная оценка накопленной добычи газа за прогнозный период**

Максимальный накопленный отбор газа (профиль P10) из всех вариаций модели достигается за счет оптимистичного сценария лито-фациальной модели пласта (квантиль P10), базового сценария по проницаемости пласта, пониженного значения остаточной газонасыщенности (SOGCR), повышенной проницаемости аквифера, пониженной ОФП по воде при остаточной нефтенасыщенности (KRWR) и базовой формы кривой ОФП по газу.

Расчет с минимальным накопленным отбором газа (профиль P90) получен при использовании пессимистичного сценария лито-фациальной модели пласта (квантиль P90), базового сценария по проницаемости пласта, повышенного значения SOWCR, базовой проницаемости аквифера, повышенной KRWR и формы кривой ОФП по газу ниже базовой.

Таким образом, на основе полученных множественных реализаций гидродинамической моделей был определен «коридор» возможных значений профиля накопленной добычи газа за весь период эксплуатации. Использованный подход детального лито-фациального моделирования с оконтуриванием зон максимальной концентрации запасов газа позволил сохранить прогнозную накопленную добычу газа на ранее утвержденном проектном уровне, рассчитанном исходя из модели единого гидродинамически связанного объекта. Бурение в 2024 году одной поглощающей скважины на

месторождении подтвердило линзовидную структуру пласта, поэтому для дальнейшей оптимизации проекта использовалась концепция набора наклонно падающих линз с глинистыми перемычками.

С целью увеличения конечного КИГ в проекте разработки был проведен ряд вычислительных экспериментов, направленных на поиск наиболее оптимального направления проводки горизонтальных стволов скважин (ГС). Анализ изменения технологических параметров работы проектных скважин показал, что наиболее эффективно бурение ГС вдоль направления максимальной выдержанности газонасыщенной мощности (Нэфф.газ) и абсолютной проницаемости (PERM) пласта БТ<sub>17</sub>. Данный вывод хорошо согласуется с выбранной экспертным путем концептуальной линзовидной моделью пласта (Рис. 9). Ограниченное количество скважин с достоверными результатами испытания и анализом керна не позволило ранее сделать однозначный вывод о направлениях анизотропии свойств изучаемого объекта. Именно технологические расчеты позволили из всех возможных вариантов взаиморасположения песчаных тел выбрать наиболее объективное.



с границей бровки шельфа палеобассейна, происходит увеличение прогнозной добычи газа на 2,2 млрд м<sup>3</sup> относительно расположения скважин в ранее утвержденном проектом документе (базовый вариант). Ориентация горизонтальных скважин вдоль оси антиклинальной структуры и направления предполагаемого сноса осадочного материала, как было предусмотрено базовым вариантом, в целом является корректной [5]. Но в случае формирования пород-коллекторов в условиях дельты приливно-отливного типа с сильным влиянием волновых процессов и вдольбереговых течений, распределение песчаных тел будет контролироваться уже не столько направлением изначального источника сноса обломочного материала, сколько вектором наиболее активных перемещений водных масс в бассейне седиментации.

При оптимизации схемы бурения происходит увеличение КИГ относительно утвержденного ранее проектом документа с 0,820 до 0,890 д.е. (Рис. 10, 11).

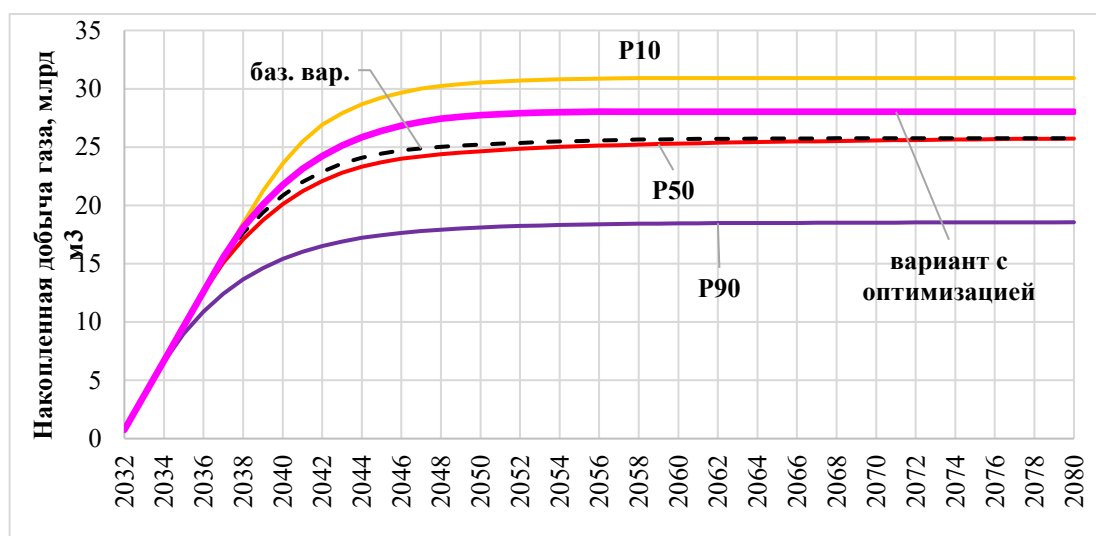
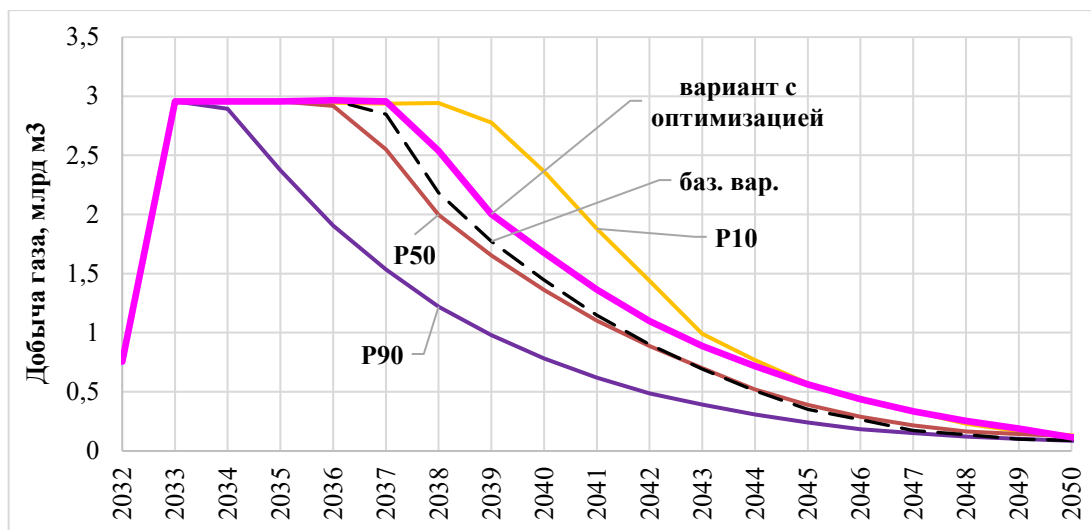


Рис. 10. Расчёт накопленной добычи газа для варианта с оптимизацией фонда



**Рис. 11. Расчёт годовой добычи газа для варианта с оптимизацией фонда**

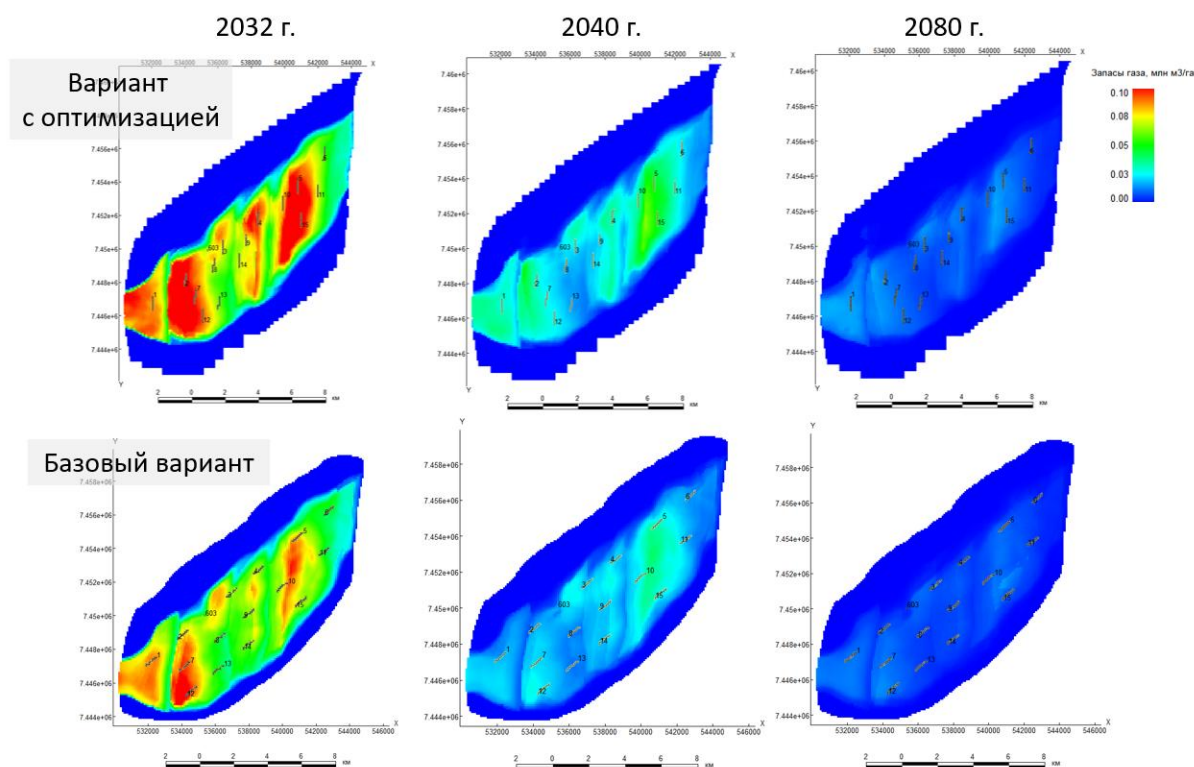
*Условные обозначения:*

*P10 – прогнозный профиль добычи по вероятностной гидродинамической модели (ГДМ) квантиля P10 с максимально возможными начальными геологическими запасами газа;*

*P50 – прогнозный профиль добычи по наиболее вероятной ГДМ квантиля P50;*

*P90 – прогнозный профиль добычи газа по модели P90 с минимальными геологическими запасами газа и низким уровнем неопределенности.*

Количество скважин в оптимизированном проекте совпадает с базовым вариантом – всего запланировано бурение 15ГС с длинной горизонтальной секции 800 м с последующим проведением многостадийного ГРП. Расположение фонда скважин по базовому и оптимизированному вариантам приведено на карте остаточных запасов газа на начало, середину и конец разработки. Сравнение средних значений и распределение запасов позволяет сделать вывод о более эффективной разработке линз с расположением скважин вдоль их простирания (Рис. 12).



**Рис. 12. Карты остаточных запасов газа для базового и оптимизированных вариантов разработки на начало разработки (2032 г.), середину (2040 г.) и завершение (2080 г.)**

Выполненные расчеты позволили сделать несколько важных выводов:

1. Распределение песчаных пород барового и покровного генезиса в клиноформном комплексе проградирующей дельты приливно-отливного типа контролируется направлением источника сноса и энергией прибрежных морских процессов (приливов, вдольбереговых течений), способствующих перераспределению терригенного осадка и формированию вытянутых вдольбереговых тел. Степень удаленности от исходного источника сноса в данном случае играет подчиненную роль.
2. Бурение горизонтальных скважин вдоль выявленного сейсмогеологическим анализом направления напластования песчаных пород позволяет добиться более высокого конечного коэффициента извлечения газа (Рис. 11), близкого к максимального возможному варианту P10, относительно всех других вариантов размещения скважинного фонда. При этом выработка запасов происходит более равномерно по всему объему

залежи. Этот вывод может быть использован при выборе наиболее адекватной геологической основы для гидродинамического моделирования в проектах освоения мало изученных залежей.

3. Поскольку степень гидродинамической сообщаемости выделенных песчаных тел на данный момент не может быть установлена с абсолютной точностью, бурение эксплуатационных скважин рекомендуется начинать с наиболее уверенных зон в радиусе 2 км от скважин с полным выносом керна и не противоречивыми результатами испытания. После уточнения внутренней структуры и связности пласта можно переходить к разбуриванию более рискованных краевых зон, удаленных от разведочных скважин.

### **Итоги и выводы по выполненной работе**

Авторами статьи представлено техническое решение задачи оптимизации проектов разработки залежей газа сложного геологического строения с высоким уровнем неопределенности, которое позволит получить максимально возможный объем продукта без привлечения дополнительных затрат на доизучение новых активов Компании.

Внедрение предлагаемого подхода комплексирования стохастического многовариантного гидродинамического моделирования с интерактивной адаптацией схемы разработки на результаты геолого-геофизической интерпретации позволит достичь следующих результатов:

- Процесс выбора наиболее вероятной модели из набора множественных реализаций ГМ и ГДМ будет более обоснованным. Проверка согласованности геологической основы технологическим параметрам работы уже пробуренных скважин значительно улучшит качество моделей и подтверждает прогнозных оценок.
- Повысится успешность бурения и улучшатся показатели работы новых скважин.

- Существенно сократятся расходы на бурение дополнительных разведочных скважин и рискованных, недостаточно обоснованных, горизонтальных скважин.
- Сократятся трудозатраты на расчет и анализ большого количества изначально неприменимых реализаций схем размещения проектных скважин. При этом может быть достигнут максимальный учет всех возможных нюансов в строении пласта и конструктивных решениях проектных скважин.

### Список сокращений

- ГС – горизонтальная скважина;  
ННС – наклонно направленная скважина;  
КП – кустовая площадка;  
МВР – многовариантный расчет;  
ГДМ – гидродинамическая модель;  
ГРП – гидроразрыв пласта;  
ЦГМ – цифровая геологическая модель;  
КИГ – коэффициент извлечения газа;  
ОФП – относительные фазовые проницаемости;  
SOGCR – остаточная газонасыщенность;  
KRO - относительная фазовая проницаемость по нефти;  
SWL – связанная водонасыщенность;  
SWCR – критическая водонасыщенность;  
KRWR – ОФП по воде при остаточной газонасыщенности.

## Список литературы

1. Выломов Д.Д., Зенкова Ю.Г. Комплексный подход к оценке неопределенностей при проектировании разработки перспективных газовых объектов с применением многовариантных расчетов // Газовая промышленность. –М.: 2024. -№7. С. 103-107.
2. Янкова Н.В., Топалова Т.Э., Снохин А.А., Пермьяков А.В., Попов А.Е, Снижение рисков и неопределенностей в проектных решениях по разработке нефтяной залежи с помощью лито-фациального анализа // Нефтяная провинция.-2024.-№4(40).- С. 76-103. – DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.4.76-103>. - EDN KWHJYJ
3. Алексеев, В.П. Литолого-фациальный анализ / В.П. Алексеев. - Екатеринбург: УГ-ГГА, 2002. - 147 с.
4. Бородкин В.Н., Курчиков А.Р., Самитова В.И. и др. Палеогеоморфологическая и литолого-фациальная характеристики основных сейсмофациальных комплексов неокома севера Западной Сибири как основа их геологического моделирования // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». 2017.-№5.С. 4-17.
5. Геологическое моделирование прибрежно-морских отложений (на примере пласта АВ1 Самотлорского месторождения) / под ред. К.Е.Закревского – Тюмень: Вектор Бук, 2017. -314 с.
6. Нарыгин Э.И., Коваленко А.П., Кузив К.Б. Опыт проведения многовариантных расчетов с автоматизированной системой построения гидродинамической модели месторождения // Экспозиция Нефть Газ. –М.: 2022. -№ 5. -С. 22-26.
7. Магизов Б.Р., Молчанов Д.А., Топалова Т.Э. Методика многовариантного обоснования параметров горизонтальных скважин и зон их заложения// Society of Petroleum Engineers. – 2021- SPE-2006574-RU – С. 11-12.

## References

1. Vylomov D.D., Zenkova Yu.G. *An integrated approach to the uncertainties assessment and the multivariate modeling application to the gas green field development planning* // Gas industry Journal. –М.: 2024. -№7. Pp.103-107. (in Russian)
2. Yankova N.V., Topalova T.E., Snokhin A.A., Permyakov A.V., Popov A.E., *Reducing risks and uncertainties in the oil field development planning using lithofacial analysis* // Oil Province.2024. -№4(40). - Pp.76-103. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.4.76-103>. - EDN KWHJYJ (in Russian)
3. Alekseev, V.P. *Lithofacial analysis* / V.P. Alekseev. - Yekaterinburg: UGGGA, 2002. – 147 p. (in Russian)
4. Borodkin V.N., Kurchikov A.R., Samitova V.I. and others. *Paleogeomorphological and litho-facial characteristics of the main Neocomian Western Siberia North seismic complexes as the basis for geological modeling* // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. –Moscow: JSC VNIIOENG, 2017.-No.5.-pp. 4-17. (in Russian)
5. *Geological modeling of coastal-marine sediments (at the example of the Samotlor field ABI formation)* /edited by K.E. Zakrevsky – Tyumen: Vector Book, 2017.-314p. (in Russian)
6. Narygin E.I., Kovalenko A.P., Kuziv K.B. *Practical example of multivariate hydrodynamic reservoir modeling project with the use of automated optimization algorithm* // The Oil and Gas exposition Journal. –Moscow: 2022. -No. 5. -pp. 22-26. (in Russian)
7. Magizov B.R., Molchanov D.A., Topalova T.E. *Methodology of multivariate approach to horizontal well's construction design and well placement selection* // Society of Petroleum Engineers. – 2021- SPE-2006574-RU – pp. 11-12. (in Russian)

### **Сведения об авторах**

*Топалова Татьяна Эдуардовна*, кандидат геолого-минералогических наук, менеджер, ООО «РН-Геология Исследования Разработка»  
Россия, 625002, г. Тюмень, ул. Осипенко, 79/1  
E-mail: tetopalova@rn-gir.rosneft.ru

*Попов Алексей Евгеньевич*, главный специалист, ООО «РН-Геология Исследования Разработка»  
Россия, 625002, г. Тюмень, ул. Осипенко, 79/1  
E-mail: aepopov@rn-gir.rosneft.ru

*Снохин Алексей Александрович*, заместитель генерального директора – главный геолог, ООО «Кынско-Часельское нефтегаз»  
Россия, 625048, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, 14  
E-mail: snohinAA@kchn.ru

*Кычкин Дмитрий Алексеевич*, менеджер, ООО «РН-Геология Исследования Разработка»  
Россия, 625002, г. Тюмень, ул. Осипенко, 79/1  
E-mail: dakychkin@rn-gir.rosneft.ru

*Климов Станислав Анатольевич*, менеджер, ООО «РН-Геология Исследования Разработка»  
Россия, 625002, г. Тюмень, ул. Осипенко, 79/1  
E-mail: saklimov3@rn-gir.rosneft.ru

### **Authors**

*T.E. Topalova*, Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, manager, RN –Geology Research and Development LLC  
79/1 Osipenko St., Tyumen, 625002, Russian Federation  
E-mail: tetopalova@rn-gir.rosneft.ru

*A.E. Popov*, Chief Specialist, RN –Geology Research and Development LLC  
79/1 Osipenko St., Tyumen, 625002, Russian Federation  
E-mail: aepopov@tnnc.rosneft.ru

*A.A. Snokhin*, Deputy General Director – Chief Geologist, Kynsko-Chaselskoye Neftegaz LLC  
14 50 let Oktyabrya St., Tyumen, 625048, Russian Federation  
E-mail: snohinAA@kchn.ru

*D.A. Kychkin*, Manager, RN –Geology Research and Development LLC  
79/1 Osipenko St., Tyumen, 625002, Russian Federation  
E-mail: dakychkin@rn-gir.rosneft.ru

*S.A. Klimov*, Manager, RN –Geology Research and Development LLC  
79/1 Osipenko St., Tyumen, 625002, Russian Federation  
E-mail: saklimov3@rn-gir.rosneft.ru

*Статья поступила в редакцию 15.10.2025*

*Принята к публикации 27.03.2026*

*Опубликована 30.03.2026*