

# УНИВЕРСАЛЬНЫЙ МЕТОД ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНОГО ЗАКАНЧИВАНИЯ ПРИ БУРЕНИИ БОКОВЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СТВОЛОВ НА ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ

*Б.Р. Магизов<sup>1</sup>, О.А. Лознюк<sup>2</sup>, К.К. Зинченко<sup>1</sup>, А.С. Деяшина<sup>1</sup>*

ООО «Тюменский нефтяной научный центр»<sup>1</sup>, ПАО «НК «Роснефть»<sup>2</sup>

## Сведения об авторах

**Булат Ростямович Магизов**,  
ведущий специалист,  
гидродинамик

**Ксения Константиновна Зинченко**,  
специалист, гидродинамик

**Алиса Сергеевна Деяшина**,  
специалист, гидродинамик  
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

**Олег Анатольевич Лознюк**,  
заместитель директора –  
начальник управления  
разработки газовых и  
ГК месторождений  
ПАО «НК «Роснефть»

В данной работе говорится об одном из наиболее часто используемых видов геолого-технических мероприятий (ГТМ), применяемом для вывода газовых скважин из бездействия – это зарезка бокового горизонтального ствола (ЗБГС). Данная задача является сложной ввиду своей многокритериальности, важен каждый параметр планируемого бокового горизонтального ствола (БГС): глубина заложения относительно газовой контактной (ГВК) и кровли пласта, выбор оптимального пропластка по проницаемости, отход от устья, длина горизонтальной секции (ГС), азимутальное направление и т.д. Используемые сейчас подходы к проектированию кандидатов под ЗБГС строятся в основном на экспертном мнении специалистов различного профиля и нескольких расчетах на гидродинамической модели пласта. Текущий подход не позволяет в достаточной степени оценить потенциал всех возможных вариантов траекторий для выбираемой ЗБГС, и данный факт может привести к потенциально низкой накопленной добыче планируемой скважины.

Авторами данной статьи предложен универсальный метод, позволяющий выбрать лучшую траекторию бурения бокового горизонтального ствола при помощи автоматизированного алгоритма и многовариантных расчетов. В статье представлены концептуальная схема этого алгоритма и несколько примеров использования данной методики на одном из газовых месторождений ПАО «НК «Роснефть».

**Ключевые слова:** ЗБГС, ГС, планирование ЗБГС, многовариантные расчеты, многовариантные расчеты для бурения, увеличение накопленных показателей, планирование бурения, заложение горизонтальных стволов, выбор азимута ГС, выбор глубины заложения ГС, выбор отхода от устья ГС, подбор длины ГС.

## Введение

Одним из наиболее часто используемых видов геолого-технических мероприятий (ГТМ), применяемых для вывода газовых скважин из бездействующего фонда, является зарезка боковых горизонтальных стволов (ЗБГС) с пологим заканчиванием [1]. Используемые подходы к проектированию кандидатов под зарезку боковых горизонтальных стволов строятся в основном на экспертном мнении специалистов различного профиля и имеют ряд ограничений. При этом расчет прогнозного дебита ЗБГС зачастую проводится по аналитическим формулам на основе уравнения Джоши [4], без использования геолого-технологических моделей.

В работе [2] указывается, что обоснование ЗБГС является сложной многокритериальной задачей, включающей выбор скважин-кандидатов на зарезку боковых горизонтальных стволов, обоснование конструкции, профиля, азимутального направления, производительности скважин, оценку технологического и экономического эффекта от проведенного ремонта. Отметим, что процесс выбора по типовой методике, предложенной авторами работы [2], имеет ряд недостатков, а именно – выбор траекторий может быть субъективен; остается множество нерассмотренных вариантов, и по этой причине есть вероятность пропустить потенциально наиболее эффективный вариант заканчивания и проводки ЗБГС в продуктивном пласте.

Ввиду существующих недостатков типовой методики, с целью снижения рисков при бурении боковых горизонтальных стволов на газовых месторождениях Севера Западной Сибири автором работы [3] предложено дополнительно оценивать от

<sup>1</sup> ООО «Тюменский нефтяной научный центр»  
625002, Россия, г. Тюмень, ул. Осипенко, 79/1, Бизнес-центр «Овентал»

<sup>2</sup> ПАО «НК «Роснефть»  
107045, Россия, г. Москва, ул. Дубининская, 31А

12 до 24 вариантов по различным азимутальным направлениям (каждые 15–30 градусов).

Такой подход потребовал больше времени на подготовку и расчет гидродинамических моделей (ГДМ), но это позволило снизить неопределенность и исключить необходимость проведения дополнительных расчетов на ГДМ. Визуально сравнение количества рассматриваемых дополнительных вариантов приведено на *рисунке 1*.

Из схемы (*рис. 1*) следует, что для каждого азимутального направления бурения ЗБГС было рассмотрено лишь одно положение скважины в пласте относительно кровли и подошвы, что не позволяло в достаточной степени оценить потенциал всех возможных траекторий и могло привести к тому, что лучшая траектория, попадающая в высокопродуктивный пропласток, могла быть пропущена.

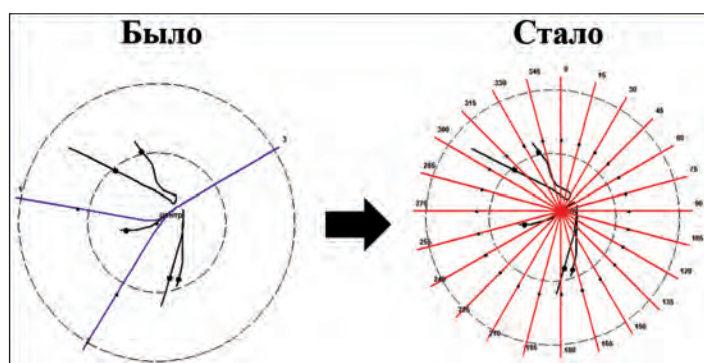


Рисунок 1. Дополнительные варианты с различным азимутальным направлением

Поэтому возникла необходимость оценки целесообразности расположения скважины по одному из следующих вариантов:

- в верхней части пласта с относительно низкой проницаемостью, но дальше от газоводного контакта (ГВК);
- в средней части пласта с относительно высокой проницаемостью, но ближе к ГВК.

Отметим, что для каждого азимутального варианта рассматривался один вариант длины скважины, обусловленный глубиной скважины по стволу и отходом от вертикали. В этом случае не учитывается ситуация, когда дополнительная длина скважины не дает значительного прироста добычи при оптимальном отходе от основного ствола.

С целью устранения этого ограничения по бурению появилась необходимость в выполнении дополнительных расчетов, в которых варьировались отходы от вертикали, длины горизонтальных секций, положение горизонтальной секции в нижнем и верхнем продуктивных пропластках.

С учетом всех ограничений количество потенциально рассматриваемых вариантов увеличилось кратно и составило 648. По экспертной оценке, ручная подготовка вариантов всех возможных траекторий ЗБГС на ГДМ занимает 2–3 рабочих дня, а их расчет – 36 дней.

**Описание алгоритма выбора оптимальной траектории ЗБГС**  
 Авторами настоящей статьи предложен универсальный метод, позволяющий выбрать лучшую траекторию бурения бокового горизонтального ствола.

Алгоритм выбора оптимальной траектории представлен в виде автоматизированного процесса, реализованного в программном комплексе tNavigator (*рис. 2*).

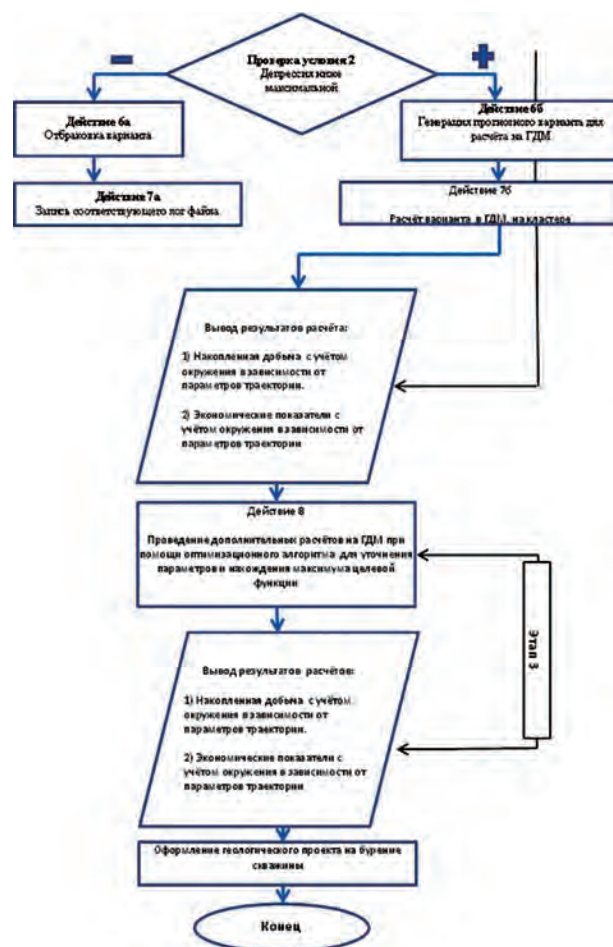
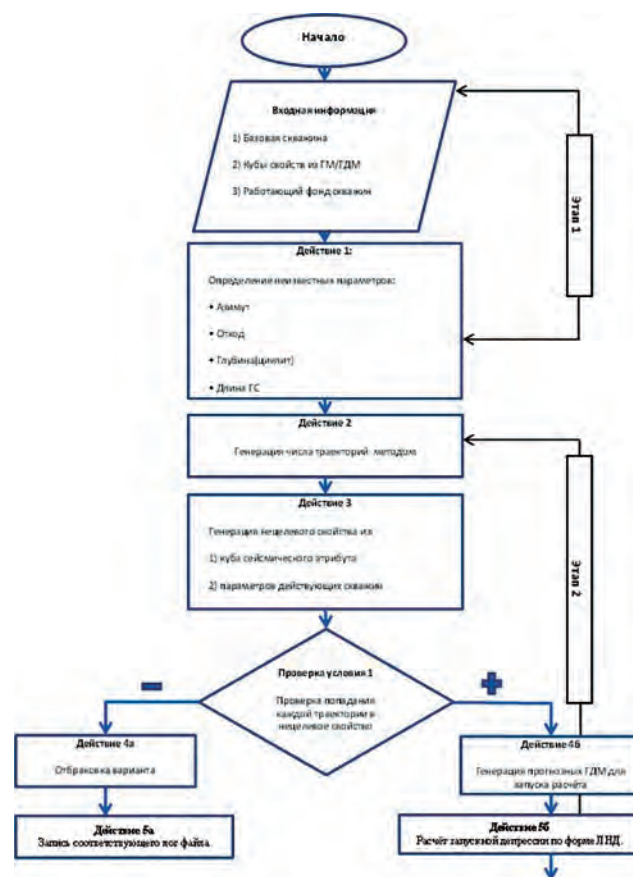


Рисунок 2. Алгоритм выбора оптимальной траектории ЗБГС

### Тестирование методики на газовом месторождении

Тестирование алгоритма подбора ЗБГС проводилось на пласте ПК1 Берегового месторождения. На месторождении ведется активное бурение как ЗБГС, так и новых скважин. В настоящее время основной проблемой эксплуатации газодобывающих скважин, пробуренных на месторождении, является высокая обводненность. В последние годы в результате снижения пластового давления в зоне отбора наблюдается активное поступление воды к забоям добывающих скважин. Ремонтно-изоляционные работы (РИР) оказались малоэффективны из-за невыдержанных по латерали глинистых перемычек. В качестве основного способа ГТМ для восстановления работоспособности скважин на месторождении применяется зарезка боковых горизонтальных стволов.

Для тестирования методики были выбраны три представительные скважины бездействующего фонда, остановленные по причине обводнения. К моменту тестирования алгоритма для этих скважин уже были утверждены траектории бурения ЗБГС и выполнены геологические проекты на бурение.

Расчеты по подбору оптимальной траектории ЗБГС автоматизированным способом проводились на полномасштабной гидродинамической модели месторождения. В процессе тестирования автоматизированного алгоритма в ПО tNavigator изучались и анализировались характеристики каждой из автоматически сгенерированных траекторий.

Остановимся на процедуре подбора и анализа каждой скважины в отдельности. Отметим, что по причине конфиденциальности реальным скважинам присвоены условные номера 1, 2 и 3.

**Скважина № 1.** До применения новой методики в геологическом проекте на бурение для скважины № 1 по типовой методике было рассчитано 2 варианта (вариант 1 – синяя траектория, вариант 2 – красная траектория) трассировки бокового горизонтального ствола (рис. 3). Основным критерием при заложении скважины в геологическом проекте являлась привлекательность потенциальной зоны с точки зрения сейсмических данных, наличие или отсутствие глинистых перемычек в газонасыщенном коллекторе.

После анализа данных и расчета накопленных показателей на гидродинамической модели было выбрано северо-западное направление бурения (синяя траектория на рис. 3):

- азимут – 314 град.;
- отход на точку Т1 – 800 м;
- длина горизонтального участка – 250 м;
- бурение в верхний цикллит.

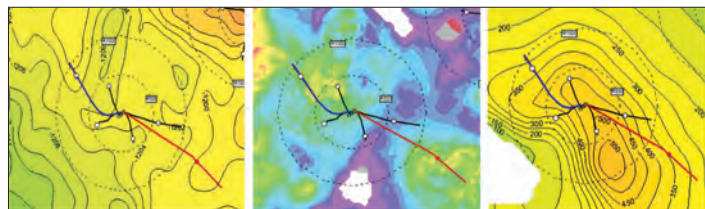


Рисунок 3. Первичный выбор траектории для ЗБГС скважины № 1 по проекту ГТМ (слева-направо: структурная карта, сейсмическая карта средних положительных амплитуд, карта проницаемости)

По новой методике с применением автоматизированного процесса, реализованного в ПО tNavigator, сгенерировано 200 траекторий (рис. 4), отличающихся друг от друга по азимуту (диапазон переменных 0–360°), отходу на точку Т1 (диапазон переменных 400–1200 м), абсолютной отметке заложения точ-

ки Т1 бокового горизонтального ствола (диапазон переменных 1982–2010 м).

Генерация траекторий заняла 6 минут и 42 секунды. После создания траекторий было сгенерировано 200 прогнозных вариантов за 8 минут и 23 секунды. Расчет всех прогнозных вариантов занял около 14 часов, результат представлен на рисунке 4.

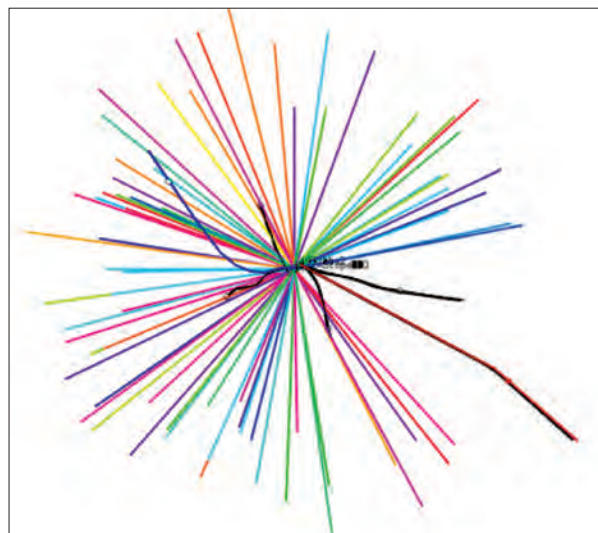


Рисунок 4. Траектории, сгенерированные по новой методике (вид сверху)

Для наглядности данных и анализа был построен кросс-plot зависимости накопленных отборов газа по всем вариантам от выбранного азимута (рис. 5).

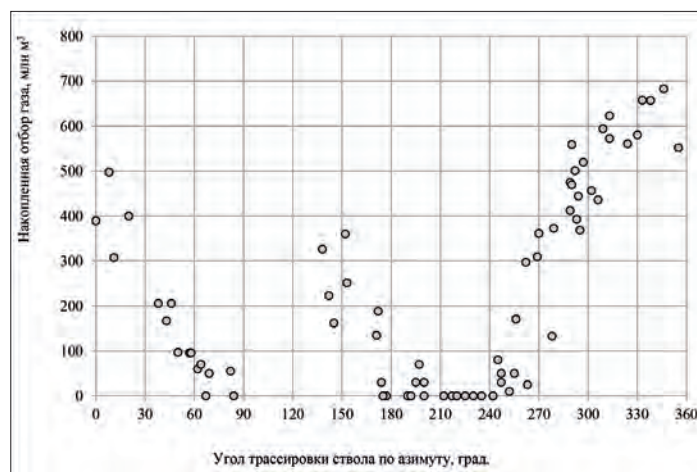


Рисунок 5. Зависимость накопленного отбора газа от угла трассировки стволов по азимутальному направлению

Из графика (рис. 5) видно, что накопленные показатели в диапазоне направлений от 305° до 350° выше, чем в остальных азимутальных направлениях, поэтому проводка горизонтального участка скважины в этом направлении является более предпочтительной. Трассировка горизонтального ствола в диапазоне азимутальных углов от 305° до 350° объясняется лучшей проницаемостью этой зоны коллектора, хорошей сейсмофациальной характеристикой и максимальными остаточными подвижными запасами газа.

Наименьшие значения накопленных отборов газа получены в диапазоне азимутальных углов от 180° до 270°, они характеризуют коллектор с плохими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) и показывают низкую перспективность проводки ЗБГС в этом направлении.

Отметим, что зона с низкими ФЕС пласта в направлении азимутальных углов от 180° до 270° характеризуется близостью к газоводяному контакту (ГВК).

Для анализа зависимости переменных (азимут, отход, глубина) были построены парные зависимости, представленные на графиках (рис. 6).

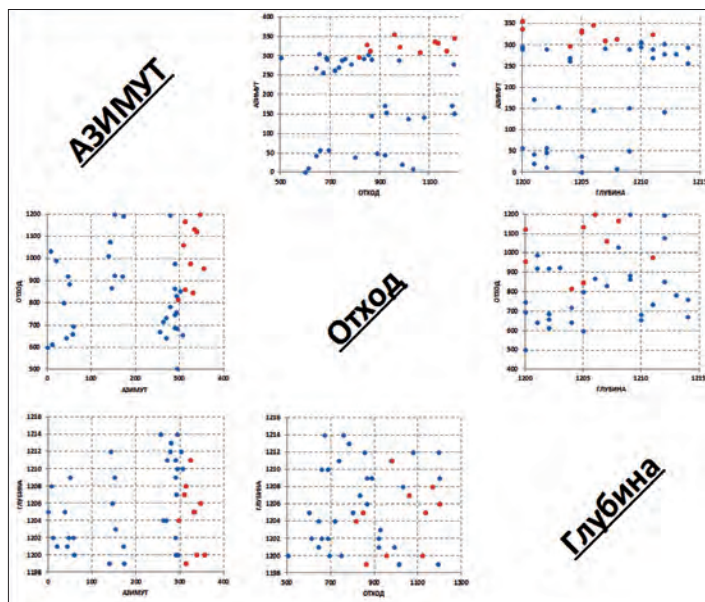


Рисунок 6. Парные зависимости отход-азимут, глубина-азимут и азимут-отход, глубина-отход и азимут-глубина, отход-глубина

Особенность чтения парных кросс-плотов заключается в том, что имена осей спроецированы на центральную диагональ, а красными точками на графиках выделены 10 вариантов, по которым получены максимальные отборы газа за прогнозный период. Согласно графикам, представленным на рисунке 6, можно сделать следующие выводы:

- оптимальный отход ЗБГС должен составлять 800–1200 м;
- рекомендуемый диапазон азимутальных углов должен составлять от 300° до 350°;
- трассировку ствола необходимо осуществлять ближе к кровле продуктивного пласта в первом циклите сверху в диапазоне абсолютных отметок глубины 1207 м;
- для скважины № 1 при автоподборе по новой методике протяженность горизонтального участка не варьировалась, а принималась равной 500 м для всех расчетных траекторий.

После нанесения на карту с текущим и запланированным фондом десяти лучших траекторий с максимальными показателями по накопленным отборам газа, сгенерированных по новой методике, оказалось, что запланированная изначально траектория ЗБГС (проект на бурение ЗБГС скважины № 1) лежит в этом же диапазоне азимутальных углов.

Попадание проектной и рассчитанной траекторий в одну и ту же зону говорит о том, что выбранная ранее проектная траектория обоснована правильно (рис. 7а). После нанесения на карту

трех расчетных траекторий с самыми максимальными значениями накопленных отборов газа видно, что выбранная изначально траектория не совпадает с лучшими расчетными траекториями в азимутальном направлении, что свидетельствует о том, что потенциал для окончательной оптимизации ЗБГС еще не исчерпан (рис. 7б).

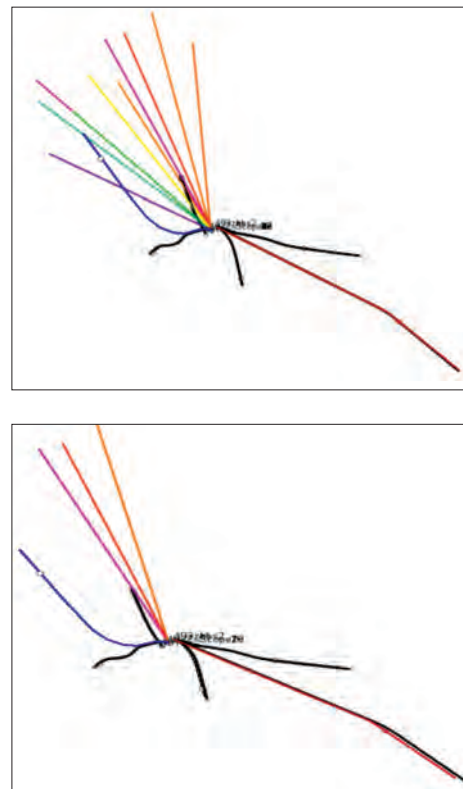


Рисунок 7. Представление расчетных траекторий с максимальными накопленными отборами газа в плане: а) десять расчетных траекторий; б) три расчетные траектории

Анализ зависимости азимут-накопленная добыча газа, приведенной на графике (рис. 8), показывает, что разница в накопленных отборах газа между запланированной траекторией (543 млн м³) и выбранной по новой методике (683 млн м³) составляет 140 млн м³ газа.

Другими словами, в случае трассировки ЗБГС по траектории, выбранной по новой методике, ожидаемый прирост по накопленным отборам газа составит +26% (рис. 8).

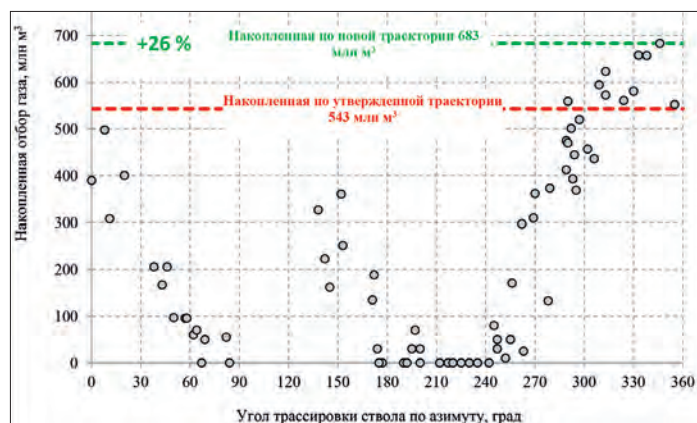


Рисунок 8. Зависимость накопленного отбора газа от угла трассировки стволов по азимутальному направлению для расчетной и фактической траектории по скважине № 1

После проведения детального анализа новых траекторий выяснилось, что в данном азимутальном направлении интерференция с соседними скважинами и кустовыми площадками по сравнению с исходной траекторией меньше. Большая плотность запасов в этой зоне и меньшее влияние интерференции позволили значительно увеличить накопленную добычу.

На основании проведенной оценки по скважине № 1 лучшей для дальнейшего бурения признана траектория, обоснованная по новой методике.

**Скважина № 2.** До применения новой методики в геологическом проекте на бурение скважины № 2 были два варианта трассировки горизонтальных боковых стволов. В первом варианте предлагалось северо-западное (рис. 9 – красная траектория) направление горизонтального участка, во втором – юго-западное (рис. 9 – синяя траектория).

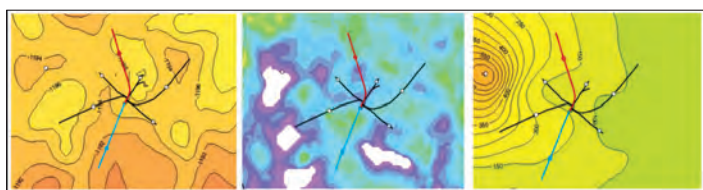


Рисунок 9. Расчетные траектории ЗБГС скважины № 2 по проекту ГТМ (слева-направо: структурная карта, сейсмическая карта средних положительных амплитуд, карта проницаемости)

После расчета прогнозной добычи и экономических показателей рекомендуется бурить горизонтальный ствол в северо-западном направлении от основного ствола.

С применением методики автоматического подбора траектории ЗБГС на ГДМ было сгенерировано 100 вариантов различных траекторий с варьированием трех параметров (азимут, отход, глубина). Время процесса генерации траекторий составило порядка четырех минут. Время расчета на гидродинамической модели первых 100 вариантов заняло около 7 часов. Из всех возможных вариантов в результате оптимизационных расчетов для дальнейшего рассмотрения и анализа оставлено 30 траекторий ЗБГС в направлении максимальных накопленных отборов газа.

Генерация и расчет дополнительных 30 оптимизационных вариантов занял около 2,5 часа. Процесс исключения неэффективных траекторий проводки ЗБГС наглядно показан на рисунке 10. Результаты расчетов, приведенные на рисунке 10, свидетельствуют, что выбранная ранее проектная траектория находится в направлении бурения в диапазоне азимутальных углов от 280° до 40°, что свидетельствует о верном заложении направления бурения траектории по проекту ГТМ.

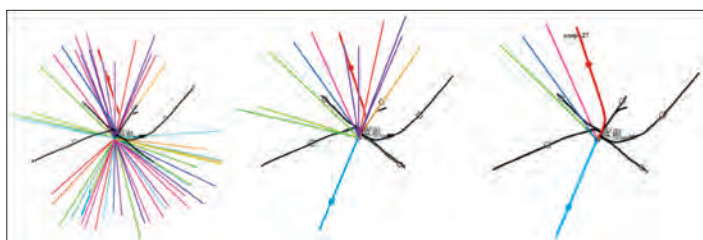


Рисунок 10. Процесс исключения неэффективных траекторий, сгенерированных по новой методике (слева направо: все траектории, лучшие 10 траекторий, лучшие 3 траектории)

Для наглядности данных и анализа был построен кросс-плот зависимости накопленных отборов газа по всем вариантам от выбранного азимута трассировки боковых стволов (рис. 11).

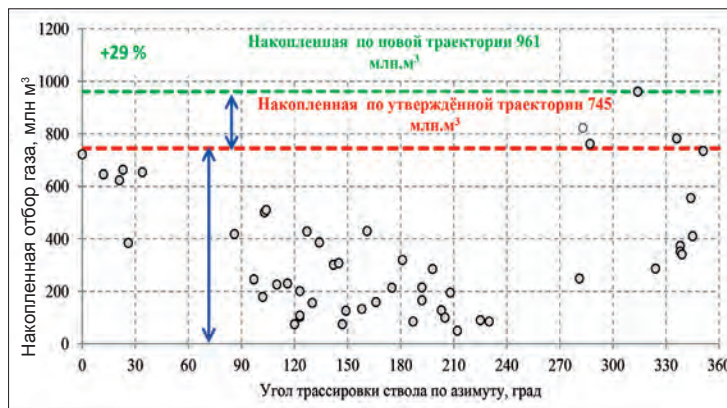


Рисунок 11. Зависимость накопленного отбора газа от угла трассировки стволов по азимутальному направлению для расчетной и фактической траектории по скважине № 2

Для анализа зависимости переменных (азимут, отход, глубина) были построены парные зависимости, представленные на графиках (рис. 12).

Согласно графикам, представленным на рисунке 12, можно сделать следующие выводы:

- оптимальный отход ЗБГС должен составлять 850–940 м;
- рекомендуемый диапазон азимутальных углов должен составлять от 280° до 330°;
- трассировку ствола необходимо осуществлять ближе к кровле продуктивного пласта в первом циклите сверху в диапазоне абсолютных отметок глубины 1193 м;
- для скважины № 2 при автоподборе по новой методике протяженность горизонтального участка не варьировалась, а принималась равной 500 м для всех расчетных траекторий.

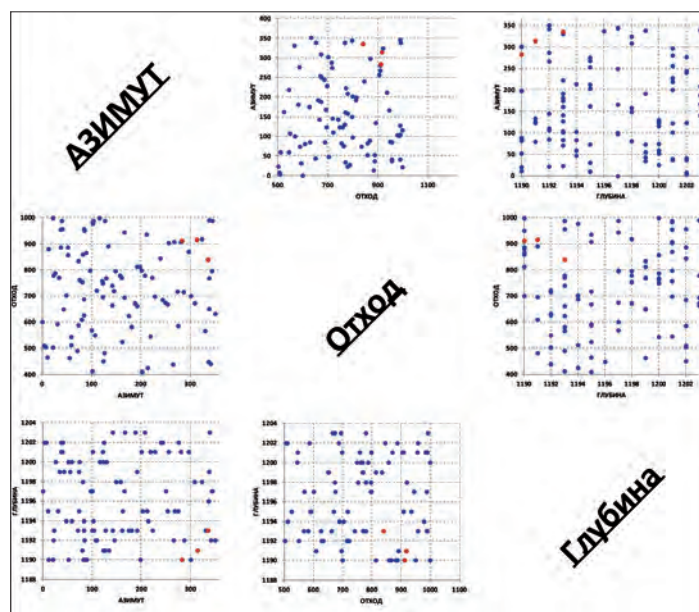


Рисунок 12. Парные зависимости отход–азимут, глубина–азимут и азимут–отход, глубина–отход и азимут–глубина, отход–глубина, для примера 2

Анализ ФЕС в зоне трассировки бокового ствола показал, что в новом направлении бурения ЗБГС отмечается высокая плотность текущих подвижных запасов газа и самая низкая интерференция с соседними скважинами и кустовыми площадками. На основании проведенной оценки по скважине № 2 лучшая для дальнейшего бурения утверждена траектория, обоснованная по новой методике.

**Скважина № 3.** Если в первых двух примерах направление планируемых траекторий, выбранных по типовой методике, концептуально было схоже с направлением, выбранным по новой методике, отличалось от него не более чем на 40° и требовало лишь незначительной оптимизации, то в случае подбора траектории по скважине № 3 выбранные по различным методикам траектории отличались значительно – более чем на 90°, и прирост от применения новой методике составил более 45 %.

Отметим, что в геологическом проекте утверждена траектория, заложенная в северо-западном направлении. Трассировка ствола ЗБГС именно в эту зону обоснована только ростом структурного плана в направлении бурения. Анализ ФЕС показал, что опасные с точки зрения опережающего обводнения зоны вблизи данной кустовой площадки полностью отсутствуют (рис. 13).

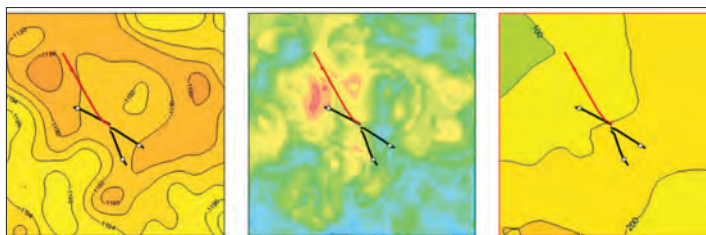


Рисунок 13. Расчетные траектории ЗБГС скважины № 3 по проекту ГТМ (слева-направо: структурная карта, сейсмическая карта средних положительных амплитуд, карта проницаемости)

Сгенерированные автоматизированным алгоритмом траектории представлены на рисунке 14.



Рисунок 14. Оптимизация выбора траекторий, сгенерированных по новой методике. Скважина № 3 (слева-направо: траектория, утвержденная изначально (красная); все траектории, сгенерированные автоматическим процессом; лучшие три траектории, сгенерированные автоматизированным процессом)

Из графика (рис. 15) видно, что разница в накопленных отборах газа между запланированной траекторией (548 млн м<sup>3</sup>) и выбранной по новой методике (803 млн м<sup>3</sup>) составляет 255 млн м<sup>3</sup> газа.

Другими словами, в случае трассировки ЗБГС по самой оптимальной траектории, выбранной по новой методике, ожидаемый прирост по накопленным отборам газа составит +47 %.

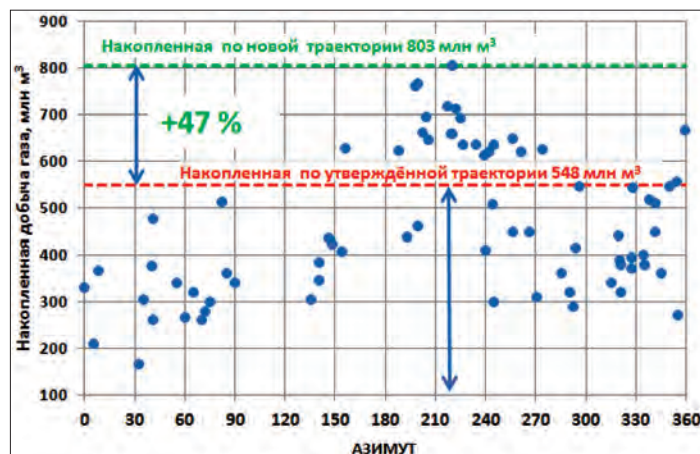


Рисунок 15. Зависимость накопленного отбора газа от угла трассировки стволов по азимутальному направлению для расчетной и фактической траектории по скважине № 3

Для анализа зависимости переменных (азимут, отход, глубина) были построены парные зависимости, представленные на графиках (рис. 16).

Согласно графикам, представленным на рисунке 16, можно сделать следующие выводы:

- оптимальный отход ЗБГС должен составлять 700–850 м;
- рекомендуемый диапазон азимутальных углов должен составлять от 200° до 220°;
- трассировку ствола необходимо осуществлять ближе к кровле продуктивного пласта в первом циклите сверху в диапазоне абсолютных отметок глубины 1197 м;
- для скважины № 3 при автоподборе по новой методике протяженность горизонтального участка не варьировалась, а принималась равной 300 м для всех расчетных траекторий.

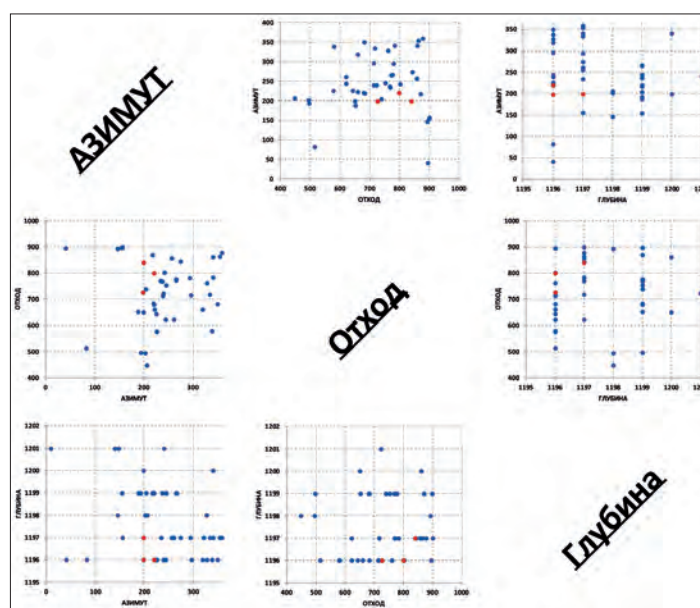


Рисунок 16. Парные зависимости отход-азимут, глубина-азимут и азимут-отход, глубина-отход и азимут-глубина, отход-глубина, для примера 3

Результаты расчетов, выполненных для трех пробуренных скважин с использованием гидродинамической модели и нового алгоритма автоматизированного подбора траектории ЗБГС, реализованного в ПО tNavigator, позволили увеличить ожидаемый накопленный отбор газа по трем скважинам на 611 млн м<sup>3</sup>. При этом стартовые депрессии по трем новым ЗБГС были снижены на 20%.

Обобщенные результаты расчетов по обоснованию оптимального положения бокового ствола на площади газоносности и в разрезе продуктивного коллектора, рассчитанные по типовой и новой методикам, приведены в *таблице 1*.

Таблица 1. Результаты сравнительных расчетов по обоснованию оптимального положения ЗБГС по типовой и новой методикам

Сводная таблица результатов (до и после применения автоматизированной методики)						
Параметр	Количество траекторий, шт.		Накопленный газ, млн м <sup>3</sup>			
	до	после	до	после	дополнительная добыча газа	
Скважина						
№ 1	1	200	543	683	140	26%
№ 2	2	100	745	961	216	29%
№ 3	1	100	548	803	255	47%
Среднее	1,3	133	612	816	204	33%

### Заключение

В ходе тестирования алгоритма в ПО tNavigator было выявлено, что новая методика позволяет:

- кратно увеличить детальность проработки геологических проектов ГТМ и выбрать лучший азимутальный угол и продуктивный пропласток для проводки горизонтального участка скважины по разрезу пласта, а также оптимальный отход от вертикали;
- сократить трудозатраты на подготовку и обоснование геологического проекта ГТМ;
- проводить экспресс-оценку запусковых показателей (дебит, депрессия и др.);
- снизить влияние человеческого фактора на выбор оптимальной траектории ЗБГС;
- увеличить накопленные и стартовые показатели для планируемых ЗБГС;

- значительно сократить время работы специалистов по ГТМ на подбор оптимальной траектории ЗБГС.

### Планы по развитию методики:

- автоматический подбор оптимального профиля одновременно для нескольких (2–10) горизонтальных стволов на кустовых площадках;
- автоматический подбор оптимальных профилей горизонтальных скважин одновременно на нескольких кустовых площадках для планирования разработки целых участков месторождений;
- для маломощных пластов, с наличием подстилающей воды, автоматический подбор длины ГС для достижения планового дебита при известной максимальной депрессии.

### Литература

1. *Гилязов Р.М.* // Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами./ Капитальный ремонт и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин. 2002 г.
2. *Исхаков Р.Р., Воронов С.А., Ермолаев А.И., Воронова В.В.* // Методика проектирования боковых стволов скважин на месторождениях Западной Сибири с учетом поздней стадии разработки. /Нефтяное хозяйство. – 2012. – №1. – С. 38–41.
3. *Магизов Б.Р., Лознюк О.А., и др.* Автоматизированный выбор оптимального расположения бокового ствола путем проведения многовариантного анализа на основании численного моделирования. Пример применения на газовом месторождении. // Российская техническая нефтегазовая конференция SPE, Москва, Россия, 22–24 октября 2019 года, SPE-196922.
4. *Joshi, S. D.* 1988. Augmentation of Well Productivity with Slant and Horizontal Wells (Includes Associated Papers 24547 and 25308). J Pet Technol 40 (6): 729–739. SPE-15375-PA.

UDC 25.00.15/25.00.17

## A UNIVERSAL METHOD FOR SELECTING THE OPTIMAL COMPLETION WHEN DRILLING HORIZONTAL SIDETRACKS IN GAS WELLS

*B.R. Magizov<sup>1</sup>, O.A. Loznyuk<sup>2</sup>, K.K. Zinchenko<sup>1</sup>, A.S. Devyashina<sup>1</sup>*

Tyumen Petroleum Research Center LLC<sup>1</sup>, PJSC «NK «Rosneft»<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Tyumen Petroleum Research Center LLC Business center «Ovental», 79/1, Osipenko street,

<sup>2</sup> Tyumen, Russia, 625002 PJSC «NK «Rosneft» 31A, Dybinskay street, Moscow, Russia, 107045

### About the authors

**Bulat Rostiamovich  
Magizov,**  
reservoir modeling senior specialist

**Oleg Anatolievich  
Loznyuk,**  
head of department

**Ksenyu Konstantinovna  
Zinchenko,**  
reservoir modeling specialist

**Alisa Sergeevna  
Devyashina,**  
reservoir modeling specialist

This paper describes one of the most commonly used type of geological and technical measures used to bring gas wells out of inactivity – horizontal sidetracking (sidetracking). This task is difficult due to its multi-criteria nature, each parameter of the planned horizontal sidetrack is important: the depth of placement relative to the gas-water contact (GWC) and the top of the reservoir, the choice of the optimal interlayer in terms of permeability, deviation from the wellhead, length of the horizontal well, azimuth direction, etc. The approaches currently used to design candidates for sidetracking are based mainly on the expert opinion of various specialists and several calculations on the reservoir simulation model. The current approach does not sufficiently assess the potential of all possible trajectory options for the selected sidetracking, and this fact can lead to potentially low cumulative production of the planned well.

The author of this article proposes a universal method that allows you to choose the best trajectory for horizontal sidetrack using an automated algorithm and multivariate calculations. The article presents a conceptual scheme of this algorithm and several examples of the use of this technique at one of the gas fields of Rosneft.

**Keywords:** Sidetracking, horizontal wells, sidetracking planning, multivariate calculations, IDM for drilling, increasing accumulated indicators, drilling planning, horizontal wells best trajectory, choosing the azimuth of the horizontal well, choosing the depth of the horizontal well, choosing the departure from the wellhead, selecting the length of the horizontal.

### References

1. *Gilyazov R. M.* // Drilling of oil wells with side shafts./ Overhaul and operation of oil, gas and gas condensate wells. Two thousand two
2. *Iskhakov R. R., Voronov S. A., Yermolaev A. I., Voronova V. V.* // Methods of designing lateral boreholes in the fields of Western Siberia taking into account the late stage of development. / Oil economy. – 2012. – no. 1. – P. 38–41.
3. *Magizov B. R., Loznyuk O. A., et al.*: Automated selection of the optimal location of the side trunk by performing multivariate analysis based on numerical modeling. Example of application in a gas field. // spe, Moscow, Russia, 22–24 October 2019, SPE-196922.
4. *Joshi, S. D.* 1988. Increased productivity of wells with inclined and horizontal wells (includes related work 24547 and 25308). J Pet Technol 40 (6): 729-739. SPE-15375-PA.

