

# Определение оптимальной глубины проводки горизонтальных скважин при разработке тонких нефтяных оторочек со сложным геологическим строением

Собакарь М.В.<sup>1</sup>, Файзуллина А.Р.<sup>1</sup>, Денисов В.В.<sup>1</sup>, Абушаев Р.Н.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ООО «РН-БашНИПНефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия, <sup>2</sup>ООО «Сахалинская энергия», Южно-Сахалинск, Россия  
sobakarmv@bnipi.rosneft.ru

## Аннотация

В статье приведена логическая блок-схема выполнения работ по определению оптимальной глубины проводки горизонтального ствола скважины.

## Материалы и методы

Исторические данные разработки месторождения. Численное геолого-гидродинамическое моделирование, многовариантные расчеты.

## Ключевые слова

геологическое моделирование, гидродинамическое моделирование, нефтегазовая залежь, горизонтальный ствол

## Для цитирования

Собакарь М.В., Файзуллина А.Р., Денисов В.В., Абушаев Р.Н. Определение оптимальной глубины проводки горизонтальных скважин при разработке тонких нефтяных оторочек со сложным геологическим строением // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 5. С. 52–56.  
DOI: 10.24412/2076-6785-2023-5-52-56

Поступила в редакцию: 08.08.2023

OIL PRODUCTION

UDC 622 | Original Paper

## Optimal depth determination of the horizontal wells drilling in the development of thin oil rims with a complex geological structure

Sobakar M.V.<sup>1</sup>, Faizullina A.R.<sup>1</sup>, Denisov V.V.<sup>1</sup>, Abushaev R.N.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>“RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia, <sup>2</sup>“Sakhalin energy” LLC, Yuzhno-Sakhalinsk, Russia  
sobakarmv@bnipi.rosneft.ru

## Abstract

The article presents a logical block diagram of the work to determine the optimal depth of horizontal wellborehole.

## Materials and methods

Historical data of the field development. Numerical geological and hydrodynamic modeling, multivariate calculations.

## Keywords

geological modeling, hydrodynamic modeling, oil and gas reservoir, horizontal wellbore

## For citation

Sobakar M.V., Faizullina A.R., Denisov V.V., Abushaev R.N. Optimal depth determination of the horizontal wells drilling in the development of thin oil rims with a complex geological structure. Exposition Oil Gas, 2023, issue 5, P. 52–56. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-5-52-56

Received: 08.08.2023

## Введение

Почти треть запасов нефти в Российской Федерации приходится на залежи с газовыми шапками, поэтому разработка таких залежей, в том числе с малыми нефтенасыщенными толщинами, имеет большое промышленное значение. Один из способов повышения нефтеотдачи нефтегазовых месторождений — разработка с использованием горизонтальных и многозбойных скважин [1]. В этом случае, особенно на месторождениях со сложным геологическим

строением, очень актуален вопрос о выборе оптимальной глубины проводки горизонтальной скважины (ГС).

Цель работы — разработка алгоритма оперативного определения оптимальной глубины проводки добывающей ГС, позволяющей достичь максимальной экономической эффективности, с помощью трехмерных цифровых геологических (ГМ) и гидродинамических моделей (ГДМ) пласта.

Исследуемое нефтегазоконденсатное месторождение находится на территории

ЯНАО (Западная Сибирь). Основным нефтегазовым объектом являются отложения покурской свиты нижнего мела, полностью подстилаемые водой и тектонически экранированные.

Особенности месторождения:

- высокая неоднородность фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по вертикали и латерали;
- варьирующийся на месторождении ВНК и ГНК по блокам;
- обширная газовая шапка (72 %

- от площади залежи);
- тонкая оторочка высоковязкой нефти (9–12 м);
- наличие высокопроницаемых песчаных тел, уходящих по структуре как в газовую, так и в водонасыщенную часть залежи;
- тектонические нарушения.

Вышеперечисленные факторы значительно осложняют разработку месторождения. Так, при бурении ГС на одной и той же глубине текущий добывающий фонд с начала освоения залежи имел 77 % прорывов газа или воды в скважины, что повлекло за собой необходимость выбора оптимальной глубины для каждой добывающей ГС при бурении.

### Методика выбора оптимальной проводки горизонтального ствола

Изначально для выбора оптимальной проводки ГС был взят алгоритм без ручной настройки секторной ГДМ:

1. Выбор границ сектора. Генерация реализаций стохастических ГМ, от 15 до 60 вариантов.
2. Инициализация и расчет ГДМ всех реализаций ГМ — без ручной настройки на имеющиеся фактические данные работы ближайших скважин.
3. Выбор лучшей реализации по наименьшему совокупному расхождению расчетных и фактических параметров.
4. Прогнозный расчет при различных вариантах проводки добывающей ГС на одной реализации ГДМ, выбранной в п. 3.
5. Выбор наилучшей проводки ГС по технологическим и экономическим параметрам.

В данной задаче на весь цикл работ от получения местоположения очередной проектной скважины до выдачи рекомендаций по оптимальной глубине залегания добывающей ГС отводилась одна рабочая неделя.

Работоспособность алгоритма первоначально была проверена на уже разрабатываемом участке недр (рис. 1). Был выбран сектор с тремя скважинами, с предполагаемой в алгоритме очередностью бурения, а именно: краевые нагнетательные скважины пробурены и запущены в отработку до бурения добывающей. Предлагалось провести ретроанализ оптимального положения уже существующей добывающей ГС.

До начала работ по алгоритму произведен выбор оптимального размера сектора на основании актуальной ГМ залежи и стратегии разработки. Вертикальный размер ячейки был выбран, исходя из дифференциации разреза по ФЕС, и составил 0,4 м для точного построения литологических границ и сохранения расчлененности разреза. Размер ячеек по латерали был определен опытным путем, исходя из приемлемой скорости расчета ГДМ (не более 20 минут для одного варианта), и составил 50 м.

В связи со сложным геологическим строением и малым количеством фактических скважин (разбурено около 15 % залежи) в основе создания ГМ заложена вероятностная (стохастическая) модель [2]. Для секторной ГМ настройки распределения стохастических параметров взяты из полномасштабной ГМ. В целях ускорения процесса и отказа от ручной настройки было создано 15 вариантов итераций сектора, отличающихся только исходным номером (SEED). В условиях ограниченного малого сектора, шага сетки скважин 150 м и латеральных размеров ячеек 50×50 метров изменение случайным образом только исходного номера стохастической реализации позволяет предопределить



Рис. 1. Сектор на разрабатываемом участке недр  
Fig. 1. Sector in the developed subsoil area

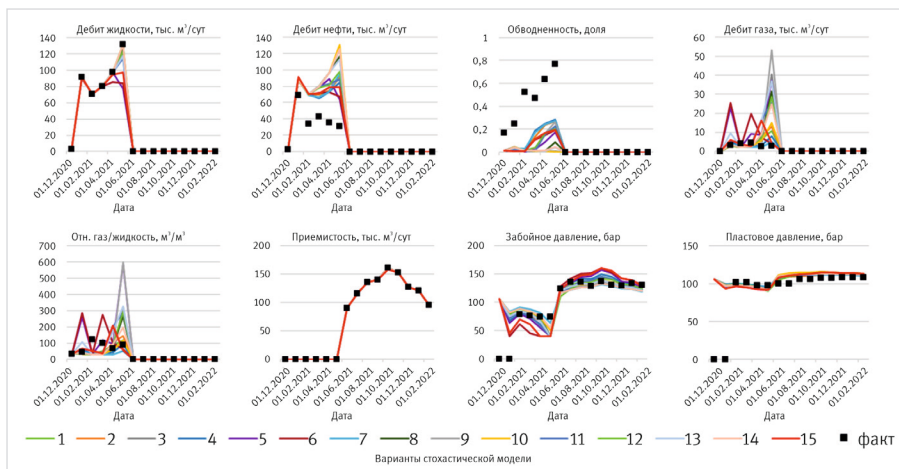


Рис. 2. Сопоставление фактических и расчетных показателей разработки по 15 вариантам стохастической модели, объектно-ориентированной с трендом, для скв. № 1  
Fig. 2. Comparison of the actual and calculated development indicators of 15 object-oriented stochastic models with trend variants for the well № 1

различные распределения одного свойства (литологии, фация и т. д.) с достаточным набором равновероятностных распределений.

Далее происходило создание гидродинамической модели. Для каждой скважины в секторных моделях воспроизводилась полная история ее разработки с учетом проводки ствола и заканчивания скважины [3]. На добывающих и нагнетательных скважинах был задан контроль по дебиту жидкости/приемистости. Для моделирования законтурной для участка области подбирался оптимальный поровый объем на границах сектора путем сопоставления фактических и расчетных данных пластового давления [4].

В дальнейшем выбор лучшей реализации ГМ проводился на основании сравнения технологических параметров работы скважин (дебиты жидкости, нефти и газа), рассчитанных по фильтрационным секторным моделям,

с фактическими показателями (рис. 2, 3). По результатам адаптации ГМ можно отметить, что отклонение расчетного дебита нефти и газа от фактических показателей превышает 10 %.

Далее проводилось ранжирование для каждого варианта ГМ: по каждому основному технологическому показателю осуществлялась нумерация по абсолютной величине отклонения от минимального значения к максимальному, далее проводилось суммирование номеров по всем показателям. Итоговая сумма и служит рейтингом реализаций, на основе чего осуществлялся выбор ГМ, в котором наименьшее число соответствует лучшему усредненному значению по всем технологическим показателям. В таблице 1 представлены результаты отклонений по одной из двух скважин с фактической добычей, находящихся в отработке, и результирующий рейтинг.

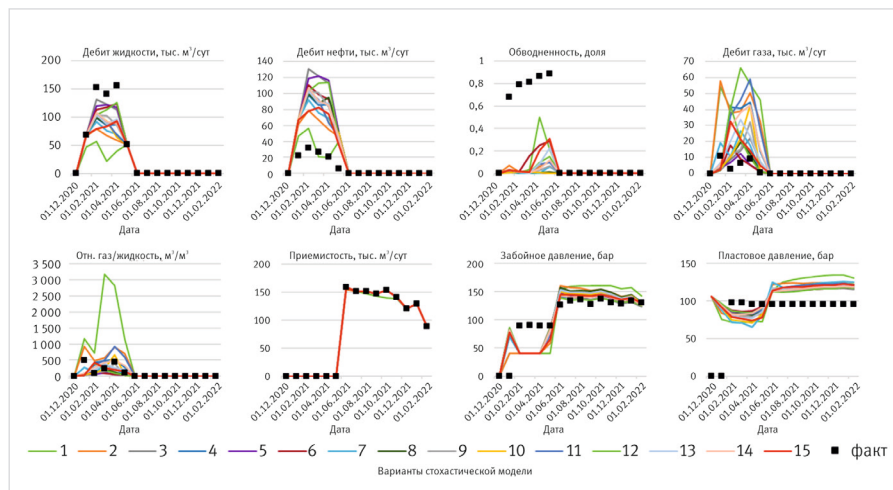


Рис. 3. Сопоставление фактических и расчетных показателей разработки по 15 вариантам стохастической модели, объектно-ориентированной с трендом, для скв. № 2

Fig. 3. Comparison of the actual and calculated development indicators of 15 object-oriented stochastic models with trend variants for the well № 2

Табл. 1. Отклонения расчетных технологических показателей работы скважин от фактических данных и рейтинг сходности реализации в ГДМ по скважине № 1  
Tab. 1. Deviations of the calculated technological well operation indicators from the actual data and the implementation convergence rating in the hydrodynamic model (HDM) for the well № 1

Реализация	Дебит жидкости	Дебит нефти	Приемистость воды	Дебит газа	Забойное давление	Пластовое давление	Итог
1	-0,6	86,6	0,0	55,2	-4,5	4,1	11
2	-1,5	86,2	0,0	67,8	-4,2	3,1	8
3	-1,1	116,3	0,0	216,4	-4,2	3,4	15
4	-2,8	80,2	0,0	25,3	-0,2	3,4	2
5	-11,5	83,3	0,0	378,4	0,9	3,5	6
6	-13,1	74,2	0,0	252,2	-0,3	3,2	3
7	0	85,4	0,0	-5,5	-3,2	3,2	1
8	-0,8	112,4	0,0	180,1	-3,6	3,5	5
9	-2,4	92,6	0,0	293,1	-4,4	3,4	9
10	0	118,9	0,0	69,7	-2,2	4,3	7
11	-3,7	93,5	0,0	204,1	-2,6	3	14
12	-1,7	95,8	0,0	165	-2,8	3,3	12
13	-3	110,7	0,0	308,2	-3,5	3	10
14	0	116,3	0,0	150,4	-4,1	3,3	13
15	-7,8	83,8	-0,3	99,4	0,5	3,2	14

Полученный наилучший вариант ГМ не удовлетворял критериям настройки дебита газа и обводненности. Увеличение количества реализаций ГМ не гарантировало получение необходимого результата, поэтому был предложен дополнительный альтернативный путь решения задачи, изменяющий первоначальный алгоритм:

- в выбранной лучшей реализации на основе анализа разработки в секторной ГМ с помощью ручной корректировки воспроизводится наиболее вероятное представление геологического строения;
- данная ручная корректировка учитывается в ГМ в виде трендов для распределения параметров коллектор/неколлектор, пористости и фаций;
- полученные кубы ФЕС возвращаются в ГМ для проведения финального расчета и последующих прогнозных вариантов.

Учитывая малое время расчета одного прогона ГМ и небольшие размеры сектора, эта дополнительная ветвь алгоритма позволила выполнить работу в установленные сроки. Сопоставление расчетных показателей по вариантам с корректировкой в ГМ и после обновления в ГМ представлены на рисунках 4–5.

Полученная геолого-фильтрационная модель использовалась при формировании вариантов прогноза проводки горизонтальной скважины: на прогнозной скважине варьировалась абсолютная отметка положения добывающей ГС (рис. 6), контроль был задан по планируемой величине забойного давления с ограничениями по дебиту жидкости и газа, применяемыми на полномасштабной ГМ пласта, учитывающими текущие инфраструктурные ограничения. Наличие высокопроницаемых песчаных тел в модели объекта разработки может приводить к нелогичным результатам, таким как снижение добычи газа при увеличении абсолютной глубины проводки.

Полученные результаты накопленной добычи флюидов использовались для оценки экономических показателей с последующим определением оптимального варианта проводки горизонтальной скважины (табл. 2).

Согласно результатам прогнозных расчетов, наилучший вариант получен на глубине 1 032 м, однако фактическая скважина пробурена на глубине 1 036 м (второй вариант по показателям). Таким образом, была проведена верификация и уточнение алгоритма путем сопоставления фактических и прогнозных дебитов по пробуренной добывающей скважине (рис. 7).

### Итоги

Для выбора оптимальной проводки добывающей ГС разработана логическая блок-схема выполнения работ (рис. 8). Сохранение различных реализаций ГМ в схеме дает возможность получить лучший результат без варианта ручной настройки ГМ и сокращение времени работы с моделью. В случае необходимости возможно применение ручной настройки для получения варианта, наиболее соответствующего фактическим данным разработки.

Внедрение алгоритма по определению оптимальной глубины проводки горизонтального ствола добывающей скважины позволило значительно снизить прорывы газа и воды в добываемую продукцию. С 2022 года все проектные добывающие скважины проектируются с учетом результатов расчета по алгоритму. В результате в течение 180 суток после ввода в работу из 51 пробуренной скважины только на 11 скважинах получены прорывы. Сопоставление статистических результатов



анализа прорывов до и после внедрения алгоритма представлено на рисунке 9. В дальнейшем предлагается вести статистический учет и сопоставление полученных результатов с фактическими данными, с возможной корректировкой блок-схемы, для выявления зависимостей расположения добывающей ГС исходя из геологических условий.

### Вывод

Применение приведенного алгоритма позволило оперативно принимать решение по выбору оптимальной глубины проводки горизонтальных добывающих скважин с целью повышения экономической эффективности разработки тонких нефтяных оторочек со сложным геологическим строением. Предложенный подход по бурению добывающих ГС может быть использован на месторождениях-аналогах.

### Литература

1. Сугаипов Д.А., Рустамов И.Ф., Ушмаев О.С., Бурков Ф.А. Опыт бурения многозабойных горизонтальных скважин для разработки нефтяных оторочек на примере Новопортковского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2017. № 12. С. 35–36.
2. Белкина В.А., Бембель С.Р., Забоева А.А., Санькова Н.В. Основы геологического моделирования. Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. 168 с.
3. Меринов И.А., Савенок О.В. Эффективность применения системы интеллектуального заканчивания скважин на Сахновском нефтегазовом месторождении // Булатовские чтения. 2021. Т. 1. С. 338–348.
4. Томский К.О., Иванова М.С., Ощепков Н.С., Соколов Н.Г. Определение оптимального расположения многозабойной скважины с учетом особенностей Среднеботубинского НГКМ при помощи гидродинамического моделирования // Математические заметки СВФУ. 2022. Т. 29. № 4. С. 95–112.

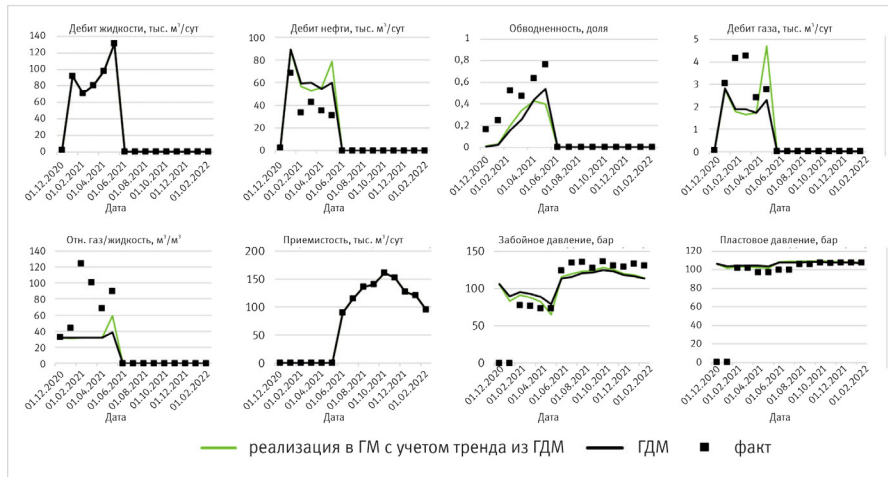


Рис. 4. Сопоставление расчетных показателей реализации ГДМ и ГМ скв. № 1  
Fig. 4. Calculated indicators comparison of the HDM and GM (geological model) implementation for the well № 1

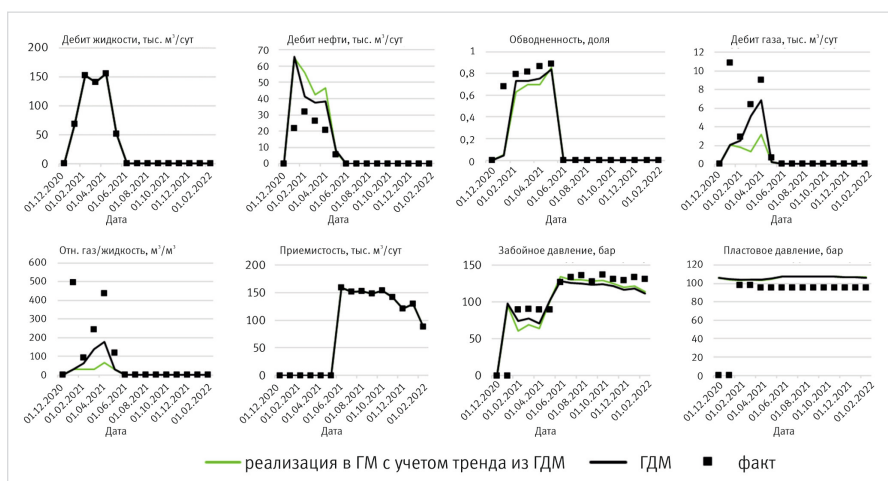


Рис. 5. Сопоставление расчетных показателей реализации ГДМ и ГМ скв. № 2  
Fig. 5. Calculated indicators comparison of the HDM and GM implementation for the well № 2

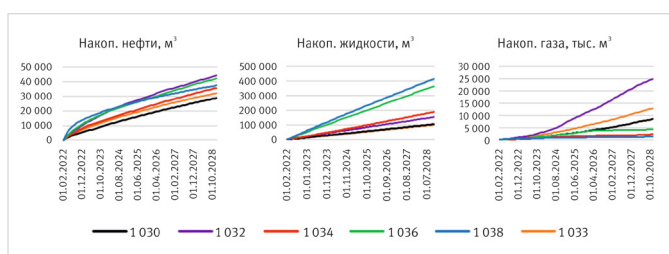


Рис. 6. Графики выбора наилучшей абсолютной отметки проводки  
Fig. 6. Graphs for the selecting the best absolute horizontal well drilling mark

Табл. 2. Показатели прогнозных вариантов  
Tab. 2. Indicators of forecast variants

Вариант проводки, а.о., м	Накопленная добыча нефти, тыс. м <sup>3</sup>	Накопленная добыча жидкости, тыс. м <sup>3</sup>	Накопленная добыча газа, млн м <sup>3</sup>	NPV, млн руб.
1 030	28,8	105,8	8,5	108
1 032	44,2	155,3	24,9	189
1 034	35,6	188,7	2,4	138
1 036	42,1	365,1	4,3	172
1 038	37,4	416,2	1,3	162

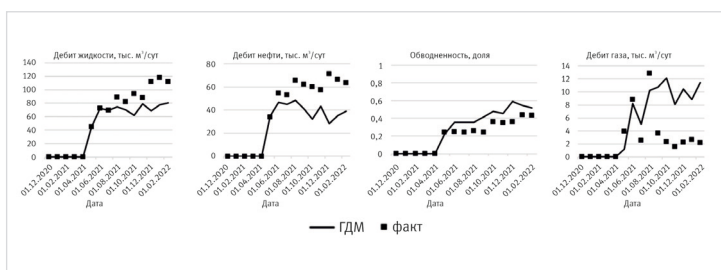


Рис. 7. Сопоставление фактических и расчетных показателей  
Fig. 7. Actual and calculated indicators comparison

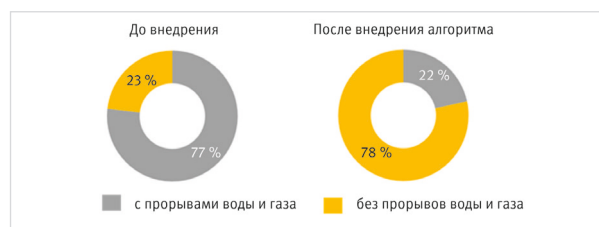


Рис. 9. Анализ прорывов до и после внедрения алгоритма (за период 150 суток после запуска скважины)  
Fig. 9. Analysis of breakthroughs before and after introduction of the algorithm (for a period of 150 days after the start of the well)

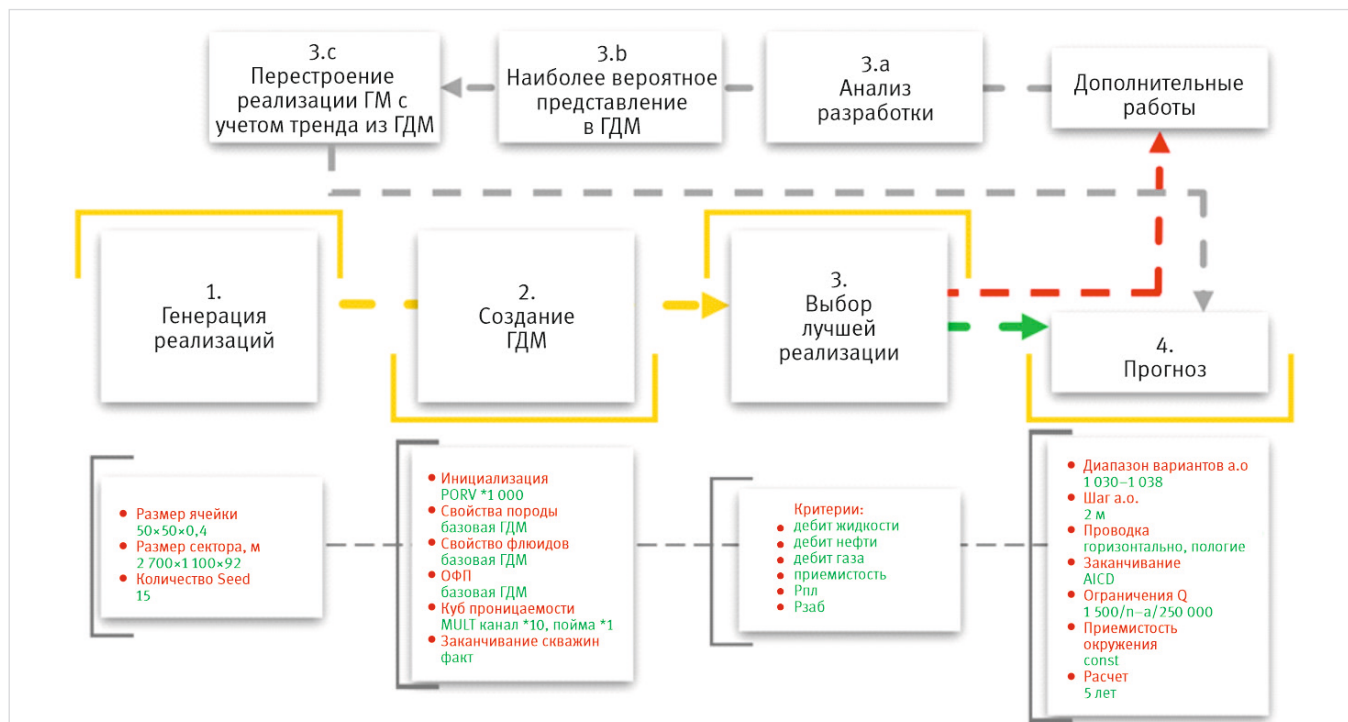


Рис. 8. Логическая блок-схема выполнения работ  
Fig. 8. Logical block diagram of work execution

## ENGLISH

### Results

Based on the above, a logical block diagram of the work has been developed to select the optimal horizontal well drilling (fig. 8). Saving the GM implementations in the scheme will make it possible to get the best result without the option before setting up the HDM and allows reducing the time that needs to work with the model. If it is necessary, before setting up, there will get the variant, the closest to the actual data. The introduction of the algorithm to determine the optimal depth of the horizontal wiring allowed to significantly reduce gas and water bursts into the extracted products. Since 2022, all project production wells are designed taking into account the calculation results according to the algorithm. As a result, out of 51 drilled wells, only 11 wells received breakthroughs within 180 days after commissioning. A comparison of the statistical results of the analysis of breakthroughs before and after

the implementation of the algorithm is presented in figure 9. Analysis of breakthroughs in statistical results are presented in figure 9.

In the future, it is proposed to keep statistical records of the obtained results and actual data with possible adjustment of the flowchart, in order to identify dependencies of the location of the horizontal well based on geological conditions.

### Conclusions

As a result of the work, the scheme presented in this article can be recommended for use that allows making a quick decision for selecting the optimal horizontal well drilling depth, in order to increase the economic efficiency of the development of thin oil rims with a complex geological structure. The proposed horizontal well drilling approach can be used in the fields-analogues.

### References

1. Sugaipov D.A., Rustamov I.F., Ushmaev O.S., Burkov F.A. Results of multilateral drilling on Novoportovskoye field. Oil industry, 2017, issue 12, P. 35–36. (In Russ).
2. Belkina V.A., Bembel S.R., Zaboeva A.A., Sankova N.V. Fundamentals of geological modeling. Tyumen: TSOGU, 2015, 168 p. (In Russ).
3. Merinov I.A., Savenok O.V. Efficiency of application of the intelligent well completion system on the Sakhnovskoye oil and gas field. Readings of A.I. Bulatov, 2021, Vol. 1, P. 338–348. (In Russ).
4. Tomsky K.O., Ivanova M.S., Oshchepkov N.S., Sokolov N.G. Determination of the optimal location of a multi-hole well, taking into account the features of the Srednebotuobinsky NGCM using hydrodynamic modeling. Mathematical notes of NEFU, 2022, Vol. 29, issue 4, P. 95–112. (In Russ).

Sokolov N.G. Determination of the optimal location of a multi-hole well, taking into account the features of the Srednebotuobinsky NGCM using hydrodynamic modeling. Mathematical notes of NEFU, 2022, Vol. 29, issue 4, P. 95–112. (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Собакарь Михаил Владимирович**, главный инженер проекта, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия  
sobakarmv@bnipi.rosneft.ru

**Sobakar Mikhail Vladimirovich**, chief project engineer, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia  
sobakarmv@bnipi.rosneft.ru

**Файзуллина Айгуль Рифхатовна**, ведущий специалист, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

**Faizullina Aigul Rifhatovna**, leading specialist, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

**Денисов Валентин Валентинович**, эксперт, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

**Denisov Valentin Valentinovich**, expert, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

**Абушаев Радик Наильевич**, ведущий геолог, ООО «Сахалинская энергия», Южно-Сахалинск, Россия

**Abushaev Radik Nailevich**, leading geologist, “Sakhalin energy” LLC, Yuzhno-Sakhalinsk, Russia