

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.194-207>

EDN QIGQKL

УДК 622.276.8(571.1)

**Аналитическая методика разделения попутного  
и растворенного газа на крупном месторождении  
Западной Сибири**

*Уфимцева М.Н., Бочкарев А.В., Бондаренко О.А., Грандов Д.В.*

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

**Analytical procedure of associated and dissolved gas separation at  
large field of Western Siberia**

*M.N. Ufimtseva, A.V. Bochkaev, O.A. Bondarenko, D.V. Grandov*

*Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia*

**E-mail: [mnufimtseva@tnc.rosneft.ru](mailto:mnufimtseva@tnc.rosneft.ru)**

**Аннотация.** Из опыта разработки нефтяных месторождений известно, что помимо естественной газовой шапки в пласте, в процессе разработки могут происходить вторичные процессы выделения растворенного газа с образованием по техногенным причинам участков его локализации в свободном состоянии. Данное обстоятельство, в т.ч. приводит к его прорывам к забоям добывающих скважин и значительно увеличивает промысловый газовый фактор (в отличие от утвержденного газосодержания). Соответственно, расчет добычи растворенного газа через утвержденное газосодержание не может быть признан корректным.

На газонефтяных залежах, характеризующихся предельным насыщением, начальное пластовое давление практически соответствует давлению насыщения. Текущее пластовое давление за историю разработки зачастую ниже давления насыщения, даже при своевременной реализации системы поддержания пластового давления (ППД), и газ выделяется из нефти непосредственно в пласте, что приводит к увеличению промыслового газового фактора относительно утвержденного газосодержания. В этом случае, для того чтобы рассчитать историческую добычу растворенного газа, недостаточно использовать газосодержание, определенное в лабораторных условиях по глубинным пробам нефти. Необходимо также учитывать замеры промыслового газового фактора, проводимые непосредственно на скважинах передвижными многофазными

замерными установками (МФЗУ) и замеры газа на объектах сбора (ДНС, КСП). Использование всей имеющейся промысловой информации позволит наиболее достоверно оценить объем добычи растворенного газа [1, 2].

В связи с чем возникает практическая необходимость в аналитическом инструменте, который позволял бы оперативно решать проблему разделения исторических и текущих объемов добываемой продукции.

**Ключевые слова:** *перераспределение добычи, нефтегазоконденсатное месторождение, зоны локализации остаточных запасов, газонефтяные залежи, газосодержание, газовый фактор, давление насыщения, пластовое давление, регрессионная зависимость*

**Для цитирования:** Уфимцева М.Н., Бочкарев А.В., Бондаренко О.А., Грандов Д.В. Аналитическая методика разделения попутного и растворенного газа на крупном месторождении Западной Сибири // Нефтяная провинция.-2023.-№4(36).-С. 194-207. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.194-207>. - EDN QIGQKL

**Abstract.** From the experience of oil fields development, it is known that besides natural gas cap in formations, during field development there can be secondary processes of dissolved gas break out with technogenic formation of free gas containment areas. This, among other things, causes gas to breakthrough into bottomhole and drastically increase field gas-oil ratio (as opposed to approved gas content). Consequently, estimation of dissolved gas recovery based on approved gas content cannot be considered correct.

Initial reservoir pressure virtually corresponds to bubble-point pressure in gas and oil reservoirs. Current reservoir pressure over production history often lower than bubble-point pressure even with on-time implementation of reservoir pressure maintenance system so gas breaks out directly within the reservoir which results in increase of field oil-gas ration relative to approved gas content. In such case it is not sufficient to use gas content determined from deep oil samples under laboratory conditions to calculate historical dissolved gas production data. It is also necessary to take into account field oil-gas ration measurements taken directly at the well using mobile multiphase metering unit (MPMU) as well as gas measurement at gathering points (BPS, gathering station). Utilization of all available field information will allow the most reliable estimation of dissolved gas recovery [1, 2].

Therefore, there is a practical need for an analytical tool that can quickly solve the problem of separating historical and current production data.

**Keywords:** *redistribution of production, oil, gas and condensate field, current reserves containment areas, gas and oil reservoirs, gas content, oil-gas ration, bubble-point pressure, reservoir pressure, regression analysis*

**For citation:** M.N. Ufimtseva, A.V. Bochkarev, O.A. Bondarenko, D.V. Grandov Analiticheskaya metodika razdeleniya poputnogo i rastvorennogo gaza na krupnom mestorozhdenii Zapadnoy Sibiri [Analytical procedure of associated and dissolved gas separation at large field of Western Siberia]. Neftyanaya Provintsiya, No. 4(36), 2023. pp. 194-207. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.194-207>. EDN QIGQKL (in Russian)

## **Введение**

В представленной работе рассматривается крупное нефтегазоконденсатное месторождение Западной Сибири, расположенное в ХМАО-Югре. Промышленная разработка месторождения осуществляется с начала 1970-х гг. В настоящее время месторождение находится на 4-й стадии и характеризуется высокой обводненностью добываемой продукции (более 95 %). Пласт Б имеет массивную газовую шапку и обширную нефтяную оторочку, характеризуется начальным пластовым давлением, практически на уровне давления насыщения. В процессе разработки текущее пластовое давление снизилось ниже давления насыщения.

За историю разработки учет добычи растворенного газа велся по утвержденному газосодержанию, которое неоднократно пересматривалось в рамках выполнения подсчетов запасов по результатам отбора новых проб. В настоящее время по рассматриваемому пласту Б отмечается низкая обеспеченность (нехватка) запасов газа газовой шапки, что приводит к выводу о некорректном учете добычи газа газовой шапки и необходимости проведения перераспределения добычи попутного и растворенного газа.

В 2018 году на заседании ЭТС ГКЗ был принят временный методический подход к обоснованию извлекаемых запасов растворенного газа для эксплуатационных объектов месторождений УВС группы компаний ПАО «Газпром нефть» [4]. Этот подход предполагает реализацию возможности корректного расчета добычи растворенного газа эксплуатационных объектов месторождений УВС, исходя из геолого-физических условий коллектора и флюидов, текущего состояния разработки. В качестве основного инструмента обоснования остаточных извлекаемых запасов растворенного газа применяется 3Д гидродинамическое моделирование в рамках формирования проектного технического документа на разработку месторождения УВС при проектировании процесса разработки, расчете

показателей разработки, обосновании извлекаемых технологических и рентабельных запасов УВС [4].

Вышеупомянутый подход может быть применен для расчета начальных и остаточных извлекаемых запасов растворенного газа в рамках долгосрочной работы по созданию ПТД, но не может быть использован для оперативного пересчета и разделения исторической добычи, особенно на крупных месторождениях с продолжительной историей разработки и значительным фондом скважин, на которых для расчета полномасштабной ГДМ может потребоваться до нескольких месяцев.

### **Предпосылки проведения перераспределения добычи газа**

Для оперативного пересчета и постоянного мониторинга разработки появилась необходимость в формировании алгоритма позволяющего быстро производить пересчет и перераспределение добычи газа. Расчеты на ГДМ в свою очередь требуют значительных трудозатрат, а итоги, полученные по результатам моделирования, зависят от исходных данных о свойствах флюидов и геологическом строении объекта [3].

На рассматриваемом месторождении газовая шапка и нефтяная оторочка в условиях отсутствия выдержанного глинистого раздела является единой гидродинамически связанной системой. Начальное пластовое давление составляет 16,4 МПа при давлении насыщения 16,0 МПа.

За исторический период разработки отмечается как значительное снижение текущего пластового давления ниже давления насыщения, особенно в период интенсивных отборов и достижения максимального уровня добычи, когда текущее пластовое давление достигало 10-11 МПа.

Анализ исторической добычи растворенного газа по данным МЭР показал, что несмотря на снижение пластового давления ниже давления насыщения, накопленный газовый фактор растворенного газа не превышает утвержденного газосодержания. По рассматриваемому объекту Б накоп-

ленный газовый фактор растворенного газа (без учета добычи ГШ) составил 102,9 м<sup>3</sup>/т при утвержденном газосодержании 103 м<sup>3</sup>/т.

Результаты проведения замеров промыслового газового фактора в нефтяной зоне пласта передвижными установками, напротив, указывают на значительное превышение текущего газового фактора над утвержденным газосодержанием, в то время как в подгазовой зоне суммарный газовый фактор (по растворенному газу и газу ГШ) оказывается несколько ниже, чем отражен в материалах отчетности. В нефтяной зоне объекта Б проведено 815 замеров газового фактора передвижными установками, по результатам замеров отмечается превышение текущего ГФ по 42 % замеров.

В текущем году на основании данных промысловой отчетности возникла ситуация дефицита остаточных извлекаемых запасов газа газовой шапки, числящихся на Государственном балансе. При этом, наличие на объекте газа ГШ в купольных частях структуры фиксируется по результатам исследований ИННК, часть интервалов нефти в подгазовой зоне замещается газом, что служит косвенным признаком некорректного исторического распределения добычи газа газовой шапки и растворенного газа.

По всей площади газовой шапки равномерно расположен фонд опорной сети скважин, состоящий из транзитного и контрольного фонда. По всем скважинам опорной сети регулярно выполняется ИННК для контроля подъема ГНК. Анализ выполненных за последние три года промыслово-геофизических исследований показал подъем уровня ГНК в среднем на 30 м. Исходя из чего была выполнена оценка остаточных запасов газа ГШ по результатам ИННК. Сравнение выработки запасов газа по данным МЭР на 01.01.2023 и по результатам ПГИ приведено в табл. 1.

Таблица 1

***Сравнение выработки запасов газа газовой шапки по МЭР и ИННК***

Объект	Отбор от НИЗ растворенного газа по МЭР, %	Отбор от НИЗ газа ГШ по МЭР, %	Отбор от НИЗ по ИННК, %
Б	84,2	98,7	81,6

## Перераспределение добычи газа

Работы по перераспределению добычи газа между газом ГШ и растворенным проведены за весь период разработки. Суммарно на рассматриваемом объекте за 53 года разработки в эксплуатации перебивало порядка 6820 добывающих скважин.

Учитывая существенные объемы работ, для оптимизации процесса перераспределения добычи был разработан алгоритм, позволяющий автоматизировать процесс и предполагающий этапность проведения работ. Всего выделено четыре основных этапа проведения перераспределения добычи газа (Рис.1).

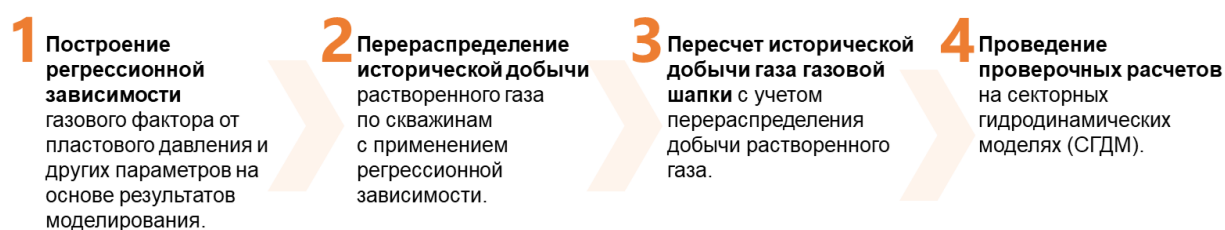


Рис. 1. Основные этапы проведения перераспределения добычи газа

На первом этапе выполняется определение ключевых параметров, влияющих на объем добываемого газа, степень их влияния на разных этапах разработки, и затем построение зависимости.

Для построения регрессионных зависимостей в работе был применен метод градиентного бустинга – это метод машинного обучения для проблем регрессии. Он шаг за шагом создает каждое дерево регрессии, используя стандартную функцию потерь для измерения ошибок в каждом шаге и их исправления в следующем (Рис. 2).

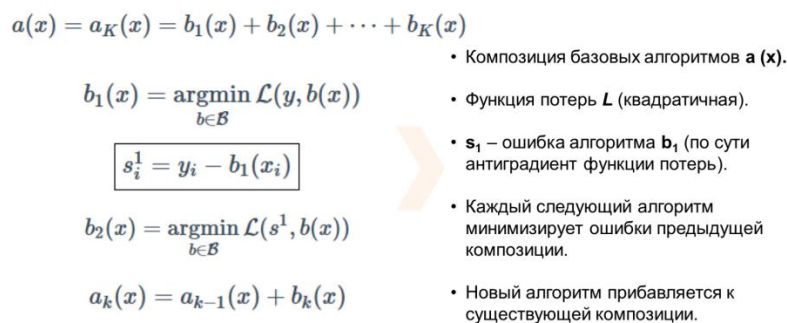


Рис. 2. Формализация для задачи регрессии

Основные шаги для построения регрессионной зависимости:

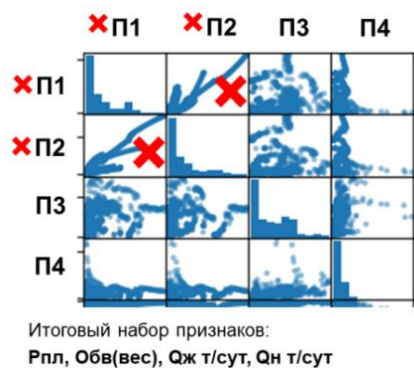
1. Проектирование признаков – формирование структурного датасета.
2. Выбор алгоритма регрессии – определение и оценка получаемых метрик для набора алгоритмов с минимальными подстройками гиперпараметров.
3. Финальная настройка лучшего алгоритма - оценка влияния каждого из признаков на результаты.
4. Применение модели регрессии на реальных данных.

Были использованы готовые пакеты машинного обучения - scikit-learn и CatBoost. Использованные алгоритмы – линейная регрессия, модель опорных векторов, случайный лес, градиентный бустинг, CatBoostRegressor. Выбран алгоритм регрессии, характеризующийся наибольшим коэффициентом корреляции ( $R^2$ ) и наименьшей среднеквадратичной ошибкой (RMSE). Как наиболее распространенная выбрана метрика  $R^2$  коэффициент детерминации (чем ближе к 1,00, тем выше качество). Контроль по среднеквадратичной ошибке (RMSE) характеризует разность между значениями, прогнозируемыми моделью, и значениями, наблюдаемыми в моделируемой среде (известные значения признаков).

В первую очередь проектирование признаков предполагает определение целевого признака (предсказываемая величина) – газовый фактор.

Во-вторых, определение кросс-корреляции между признаками с целью минимизации утечек данных. Чем больше коррелирующих между собой признаков, тем выше риск переобучения модели.

Затем для формирования структурированного датасета были подготовлены исходные данные. Итоговый набор признаков – пластовое давление ( $P_{пл}$ ), обводненность (Обв. (вес)), дебит жидкости ( $Q_{жид}$  т/сут) и дебит нефти ( $Q_{н}$  т/сут). На основании данного набора признаков выполняется формирование входных файлов для обучения моделей (Рис. 3).



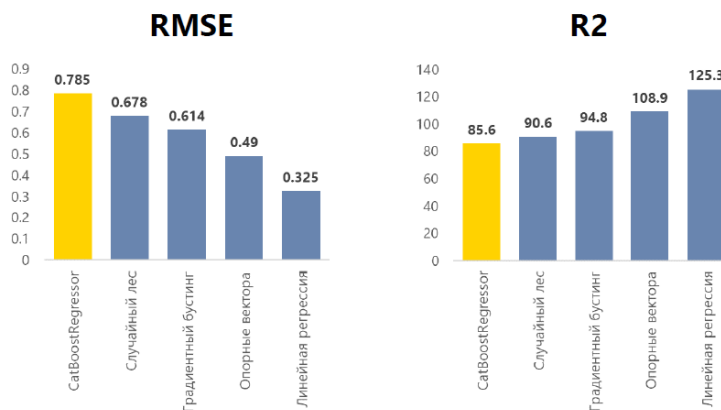
**Рис. 3. Проектирование признаков**

Наилучший результат на тестовой выборке при стандартных настройках гиперпараметров показал алгоритм CatBoostRegressor (минимальный RMSE, максимальный R2). Выбранный алгоритм достаточно точно предсказывает значения газового фактора с коэффициентом корреляции 0,86 (Рис. 4).

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - \hat{y})^2} \quad R^2 = 1 - \frac{\sum (y_i - \bar{y})^2}{\sum (y_i - \bar{y})^2}$$

$N$  - число значений параметра  
 $y_i$  -  $i$ -е значение параметра

$\bar{y}$  - среднее значение параметра  
 $\hat{y}$  - предсказанное значение

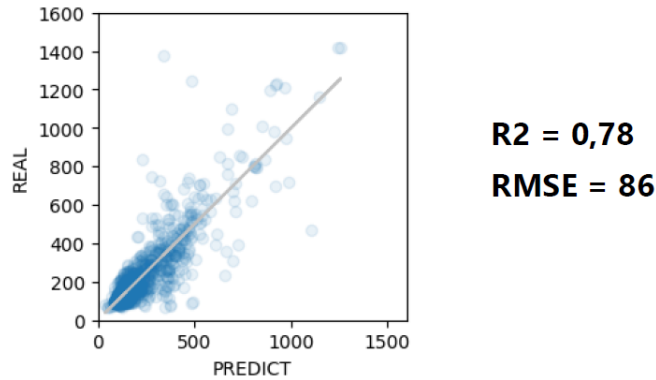


**Рис. 4. Выбор алгоритма по наименьшему RMSE и наибольшему R2**

Далее выполняется финальная настройка лучшего алгоритма – оценка качества предсказания при разном наборе параметров. Итеративно реализуется процесс обучения модели на разном количестве параметров в зависимости от важности. Определяется кросс-корреляция между признака-

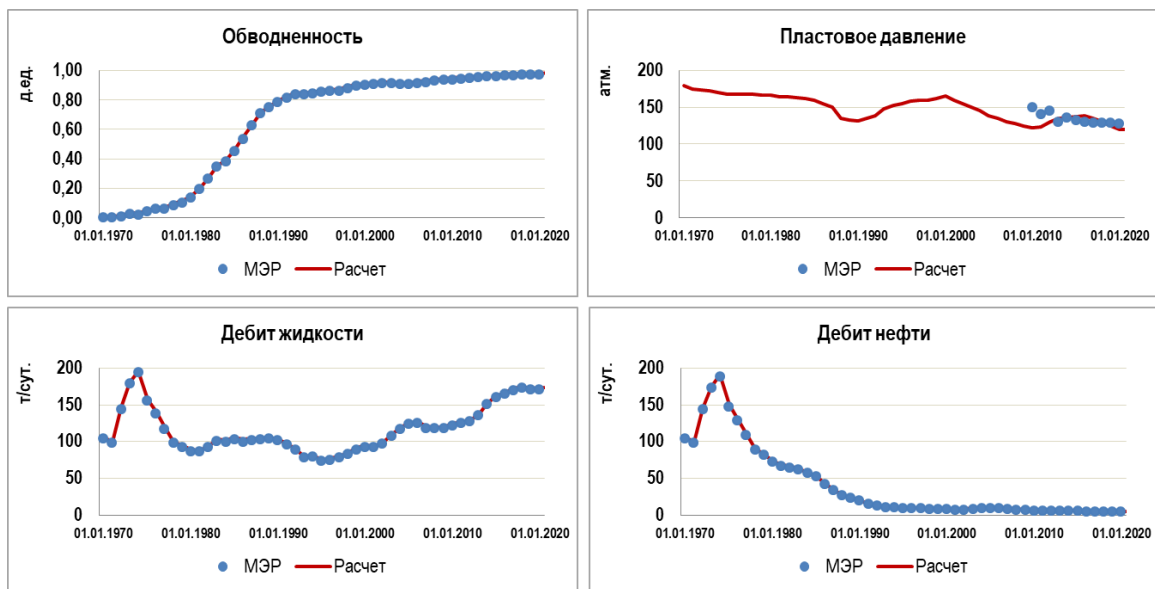


ми с целью минимизации утечек данных (Рис. 5). Наилучший результат показан для 4 признаков (пластовое давление, обводненность, дебит жидкости и дебит нефти).

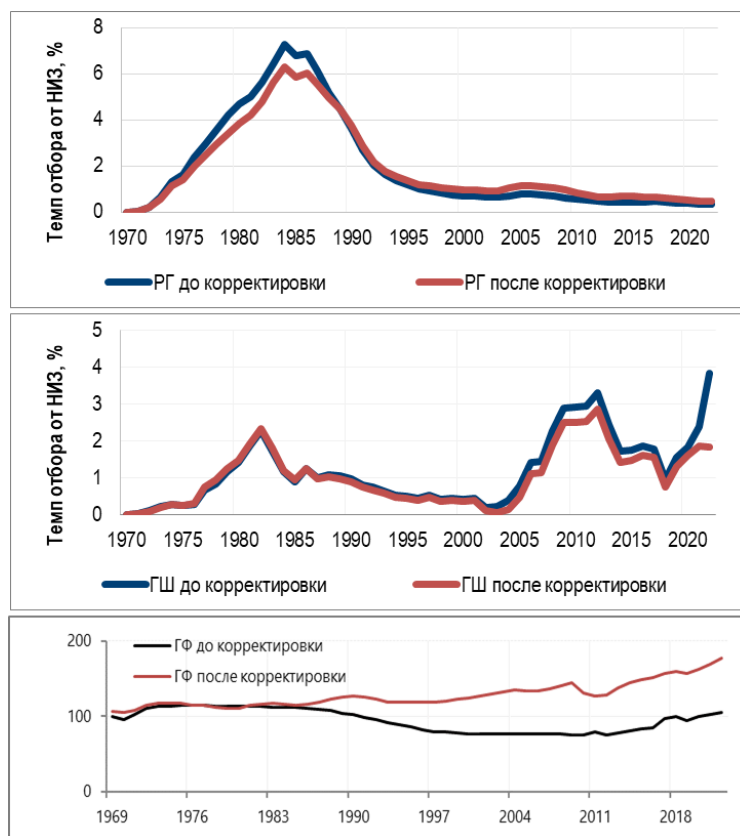


*Рис. 5. Финальная настройка лучшего алгоритма*

Полученная регрессионная зависимость была применена для расчета динамики добычи растворенного газа по объекту. По результатам расчета отмечается увеличение промышленного газового фактора относительно утвержденного газосодержания в период снижения пластового давления в зоне отбора ниже давления насыщения (Рис. 6-7).

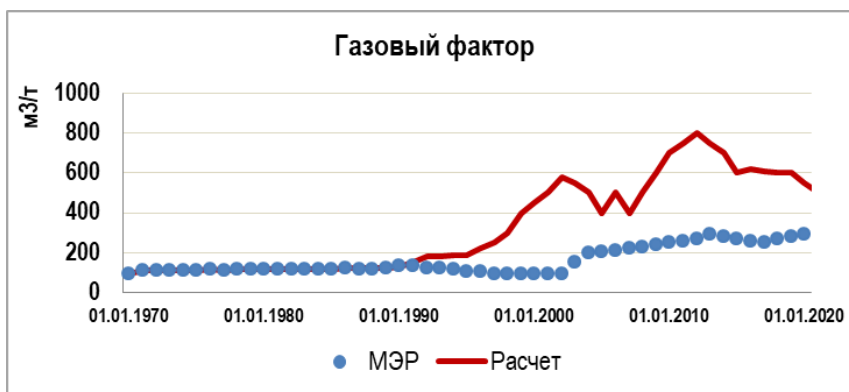


*Рис. 6. Динамика признаков, которые не меняются при перераспределении (Рпл, Обводненность, Qж и Qн)*



*Рис. 7. Сравнение динамики добычи растворенного газа и газа газовой шапки по МЭР и результатам построения регрессии*

Далее выполнена адаптация полномасштабной ГДМ на историческую добычу нефти, жидкости и закачки, динамики Рпл (Рис. 8-9). Добыча газа адаптирована на замеры газа по МЗУ.



*Рис. 8. Интегральная адаптация газового фактора на ГДМ и по МЭР*

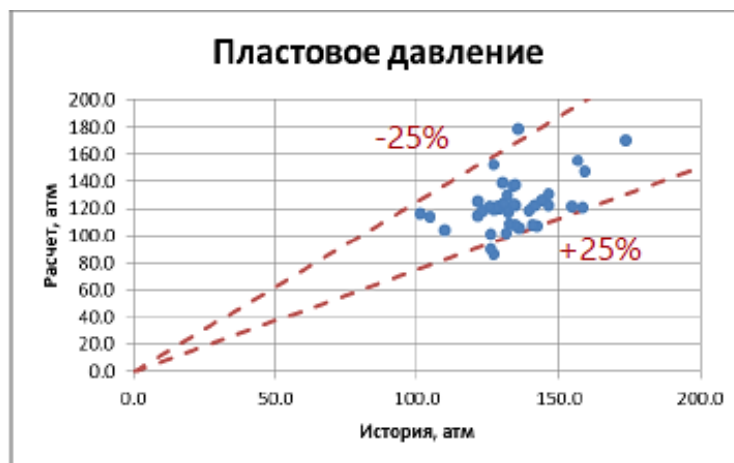


Рис. 9. Адаптация энергетического состояния на ГДМ и по МЭР

Результаты, полученные с применением регрессионного анализа хорошо коррелируют с расчетами, проведенными на полномасштабной ГДМ с опцией трассировки газа.

С учетом корректировки исторической добычи растворенного газа проведена корректировка добычи газа газовой шапки по объекту. Перераспределение добычи проводилось, исходя из того, что суммарная добыча газа по рассматриваемому месторождению в целом и в разрезе лицензионных участков по годам и месяцам не меняется и соответствует официальной отчетности. В результате перераспределения добычи, была восстановлена добыча газа газовой шапки объекта Б.

Сравнение выработки запасов газа газовой шапки и растворенного газа по объекту Б на запасы, числящиеся на государственном балансе на 01.01.2023 представлено в табл. 2.

Таблица 2

**Сравнение выработки запасов**

Объект	Газ газовой шапки			Растворенный газ		
	Отбор от НИЗ, %			Отбор от НИЗ, %		
	До корр.	После корр.	Отклонение	До корр.	После корр.	Отклонение
Б	98,7	81	-18	84,2	99*	14,8

\* - показатели рассчитаны на извлекаемые запасы, рассчитанные через утвержденное газо-содержание (числящиеся на Госбалансе)

## Результаты работы

Результаты проведенной работы по перераспределению газа:

1. По скважинам восстановлена историческая добыча растворенного газа с учетом эксплуатации в условиях ниже давления насыщения. Динамика добычи близка к расчетной на полномасштабной ГДМ с применением метода определения газового фактора по растворенному газу с опцией «TRACER».
2. Восстановлена добыча газа газовой шапки (окончание запасов).
3. Текущие извлекаемые запасы газа пласта увеличены и хорошо согласуются с оценкой запасов по результатам исследований ИННК.
4. Полученные результаты удовлетворительно согласуются с полученными на полномасштабной ГДМ и легли в основу нового проектно-технологического документа на разработку месторождения.

## Список литературы

1. Бекман А.Д. Новый метод разделения добычи и закачки в совместных скважинах с помощью модифицированной модели CRM // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2021. Т. 7. № 3. С. 106–122.
2. Солянов, С. А. Создание алгоритма покомпонентного распределения добычи жидких углеводородов и газа на основе обработки промысловой отчетности по скважинам / С. А. Солянов, М. Г. Мавлетдинов, А. В. Зайцев. - (Разработка нефтяных и газовых месторождений). - Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2014. - № 10. - С. 58-62 : рис. – ISSN 0234-1581.
3. Уфимцева М.Н. Четыре этапа перераспределения добычи на многопластовом месторождении X в условиях многофазной фильтрации // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 8. С. 60–64. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-60-64.
4. Временный методический подход к обоснованию извлекаемых запасов растворенного газа для эксплуатационных объектов месторождений УВС группы компаний ПАО «Газпром нефть» Протокол ЭТС ГКЗ от 18 сентября 2018г, №11.

## References

1. Bekman A.D. New method for splitting production and injection in joint wells using modified CRM model. Vestnik Tyumenskogo gosudarstvennogo universiteta. Fiziko-matematicheskoe modelirovanie. Neft, gaz, energetika [Tyumen State University Herald.

- Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy]. 2021, Vol. 7, No. 3, pp. 106–122. (in Russian)
2. Solyanov S.A., Mavletdinov M.G., Zaitsev A.V. Development of the algorithm of component-by-component distribution of liquid hydrocarbons and gas on the basis of processing of field reporting information by wells. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii* [Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields]. 2014, No. 10, pp. 58-62. (in Russian)
  3. Ufimtseva M.N. Four stages of production redistribution at the multilayer field X under conditions of multiphase filtration. *Ekspozitsiya Neft Gaz* [Exposition Oil Gas]. 2022, No. 8, pp. 60–64. (in Russian)
  4. Vremennyi metodicheskii podkhod k obosnovaniyu izvlekaemykh zapasov rastvorenogo gaza dlya ekspluatatsionnykh obektov mestorozhdenii UVS gruppy kompanii PAO “Gazprom neft” [Temporary methodological approach to substantiation of recoverable dissolved gas reserves for production facilities at hydrocarbons fields of “Gazprom neft”]. Records of Expert and Engineering Council hearings dt. 18.09.2018, No. 11. (in Russian)

### **Сведения об авторах**

*Уфимцева Мария Николаевна*, ведущий специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»  
Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1  
E-mail: mnufimtseva@tnnc.rosneft.ru

*Бочкарев Алексей Васильевич*, начальник отдела сопровождения разработки, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»  
Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1  
E-mail: avbochkarev3@tnnc.rosneft.ru

*Бондаренко Олеся Андреевна*, главный инженер проекта, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»  
Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1  
E-mail: oabondarenko2@tnnc.rosneft.ru

*Грандов Дмитрий Вячеславович*, главный менеджер проектного офиса, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»  
Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1  
E-mail: dvgrandov@tnnc.rosneft.ru

### **Authors**

*M.N. Ufimtseva*, Chief Specialist, Tyumen Petroleum Research Center LLC  
79/1, Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation  
E-mail: mnufimtseva@tnnc.rosneft.ru

*A.V. Bochkarev*, Head of Department, Department of Field Development Support, Tyumen Petroleum Research Center LLC  
79/1, Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation  
E-mail: avbochkarev3@tnnc.rosneft.ru

*O.A. Bondarenko*, Project Chief Engineer, Tyumen Petroleum Research Center LLC

79/1, Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation  
E-mail: oabondarenko2@tnnc.rosneft.ru

*D.V. Grandov*, Chief Manager, Project Management Office, Tyumen Petroleum Research  
Center LLC

79/1, Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation  
E-mail: dygrandov@tnnc.rosneft.ru

*Статья поступила в редакцию 15.09.2023*

*Принята к публикации 20.12.2023*

*Опубликована 30.12.2023*