

Четыре этапа перераспределения добычи на многопластовом месторождении X в условиях многофазной фильтрации

Уфимцева М.Н.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
mnufimtseva@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

Эксплуатация нескольких пластов единой сеткой скважин не всегда позволяет корректно учитывать добычу всех жидких углеводородов. Известные и наиболее применяемые методики перераспределения добычи не учитывают покомпонентное распределение добытых углеводородов. Преимущественно используются методики на основе коэффициентов гидропроводности пластов и эффективной нефтенасыщенной толщины. Поэтому есть практическая необходимость в аналитическом инструменте, который бы основывался на достоверных и доступных данных и мог бы с достаточной точностью и оперативностью решать проблему разделения объемов добываемой продукции.

Материалы и методы

Методика, разработанная на основе объединения существующих инструментов повышения конечной нефтеотдачи путем определения зон локализации остаточных запасов на основе анализа и пересмотра промысловых данных.

Ключевые слова

перераспределение добычи, зоны локализации остаточных запасов, многопластовый объект, учет выработки запасов

Для цитирования

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

Поступила в редакцию: 10.11.2022

OIL PRODUCTION

UDC 622 | Original paper

Four stages of production redistribution at the multilayer field X under conditions of multiphase filtration

Ufimtseva M.N.

«Tyumen petroleum research center» LLC, Tyumen, Russia
mnufimtseva@tnnc.rosneft.ru

Abstract

The management of several reservoirs by a single grid of wells does not always allow the correct accounting of hydrocarbon production. The well-known and most used production redistribution methods do not take into account the component-by-component distribution of produced hydrocarbons. Methods mainly used are based on formation conductivity and net oil pay of the zone. Therefore, there is a practical need for an analytical tool that would be based on reliable and available data and could sufficiently and efficiently solve the problems associated with the separation of produced fluids.

Materials and methods

A methodology developed on the basis of combining existing tools to enhance the ultimate oil recovery by determining the containment area of residual reserves based on the analysis and revision of field data.

Keywords

redistribution of production, containment area of residual reserves, multilayer formation, accountability of reserve recovery

For citation

Ufimtseva M.N. Four stages of production redistribution at the multilayer field X under conditions of multiphase filtration. Exposition Oil Gas, 2022, issue 8, P. 60–64. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-60-64

Received: 10.11.2022

В настоящее время большинство месторождений Западной Сибири находятся на поздней стадии разработки и имеют высокую выработку запасов. Не редки случаи, когда на многопластовых месторождениях несколько пластов одновременно разрабатываются единой сеткой скважин. Это приводит к тому, что на промысле зачастую не имеется достаточного оборудования для достоверной оценки разделения объемов добытой продукции. Выходом из сложившейся ситуации может быть применение различных методик распределения добычи.

Литературный обзор по теме исследования показал, что существует достаточно большое количество методов, которые преимущественно основаны на разделении объема добытой жидкости пропорционально проводимости коллектора, основанной на использовании коэффициентов проницаемости пластов (k) и эффективной нефтенасыщенной толщины (h) или на применении гидродинамических моделей (ГДМ). ГДМ в свою очередь требуют значительных трудозатрат, а результаты моделирования зависят от полученной ранее информации о геологическом строении объекта и свойствах флюидов.

В работе [1] рассмотрен метод разделения добычи и закачки в совместных скважинах с применением математической модифицированной модели (CRM). Она предполагает использование для регуляризации задачи априорной информации в виде коэффициентов гидропроводности и требование соответствия друг другу пластовых давлений, рассчитываемых по модели материального баланса и формуле Дююи. Пропорции разделения, найденные с помощью модели CRM, меняются динамически в соответствии с динамикой пластовых давлений. Модель CRMP-ML6 на простых синтетических моделях демонстрирует точность, приемлемую для практического использования.

В работе группы авторов [2] описывается комплексный подход к верификации остаточных извлекаемых запасов, опробованный на основном пласте месторождения М. Для локализации запасов была проведена ревизия не вовлекаемой в разработку ресурсной базы. Для оценки сходности данных авторы использовали три методики:

- сопоставление кривой фракционного потока и запускной обводненности новых скважин;

- сопоставление запускного дебита нефти и остаточных извлекаемых запасов для бурения боковых стволов и новых скважин;
- параметрический анализ, который подразумевает деление всех геолого-технических мероприятий (скважино-операций) за период на успешные/неуспешные и поиск зависимости успешности мероприятия от различных параметров [2].

Для понимания корректного распределения текущих запасов важно правильно учесть добычу не только по площади, но и по разрезу.

В ООО «Тюменском нефтяном научном центре» (ООО «ТННЦ») используется методика [3] перераспределения продукции скважин совместно эксплуатирующих несколько продуктивных горизонтов. Она включает в себя первый этап: распределение по общей проводимости пласта (kxh). Второй этап: по данным промыслово-геофизических исследований скважин (ПГИС) проводится распределение продукции. По итогам двух этапов можно получить корректное распределение текущих запасов.

Две последние методики [2] и [3] не предполагают полную автоматизацию, поскольку обработка промыслово-геофизических исследований (ПГИ) — трудоемкий процесс (из-за разных форматов отчетов). Также существующие методики не предполагают покомпонентное распределение добычи, разделение продукции происходит только по разрезу.

В настоящей статье рассмотрена последовательность этапов, которая предлагается к использованию как методика, разработанная на основе автоматизации процессов анализа инструментальных замеров, результатов исследований, а также изменения режимов работы скважин и пластовых условий.

Конечной целью является корректное распределение добычи углеводородного сырья (УВС).

Работа выполнялась в следующей последовательности:

- 1) автоматизация существующего подхода распределения добычи по разрезу [3];
- 2) определение очередности этапов для покомпонентного перераспределения углеводородов;
- 3) автоматизация распределения добычи по компонентам;
- 4) тестирование методики — перераспределение добычи по разрезу и по добываемым компонентам;

5) практическое применение методики — корректное перераспределение добычи.

В качестве опытного месторождения было рассмотрено нефтегазоконденсатное месторождение Х, находящееся в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области и имеющее сложное геологическое строение. На месторождении насчитывается 66 продуктивных пластов.

Для анализа выбран объект ачимовской толщи БВ16–22, в состав которого входит пласт БВ18–19, осложненный наличием массивной газовой шапки (мощность 8 м), на которую приходится порядка 40 % площади объекта, и протяженной нефтяной оторочкой (средняя толщина около 10 м) с проницаемостью до 5 мД. Выше и ниже пласта БВ18–19 залегают другие пласты ачимовской толщи, объединенные в один эксплуатационный объект, что предполагает наличие совместного фонда, эксплуатирующего сразу несколько пластов. Данное обстоятельство представляет интерес при апробировании представленной методики.

Для оценки корректности проведенных расчетов по перераспределению добычи на рассматриваемом объекте была построена и адаптирована гидродинамическая модель на базе обновленной геологической модели, содержащей в себе всю геолого-промысловую информацию на текущую дату.

Разработанная методика включает четыре этапа. На первых двух этапах проводится распределение добычи УВС по разрезу на основе привязки фактических интервалов перфорации и результатов исследований. На третьем этапе проводится покомпонентное распределение добычи УВС в зависимости от кривых содержания газа в нефти и конденсата в газе при изменении давления в пласте. Четвертый этап применяется только в случаях, когда не удалось распределить весь объем добытого флюида на третьем этапе.

На каждом этапе проводится оценка корректности проведенного распределения добычи углеводородов. Она включает в себя перераспределение добычи по скважинам, проверку фонда скважин и пересчет гидродинамической модели на каждом этапе.

Далее рассмотрим каждый этап более детально.

Первый этап заключается в автоматизированной проверке интервалов перфорации соответствия новым данным результатов

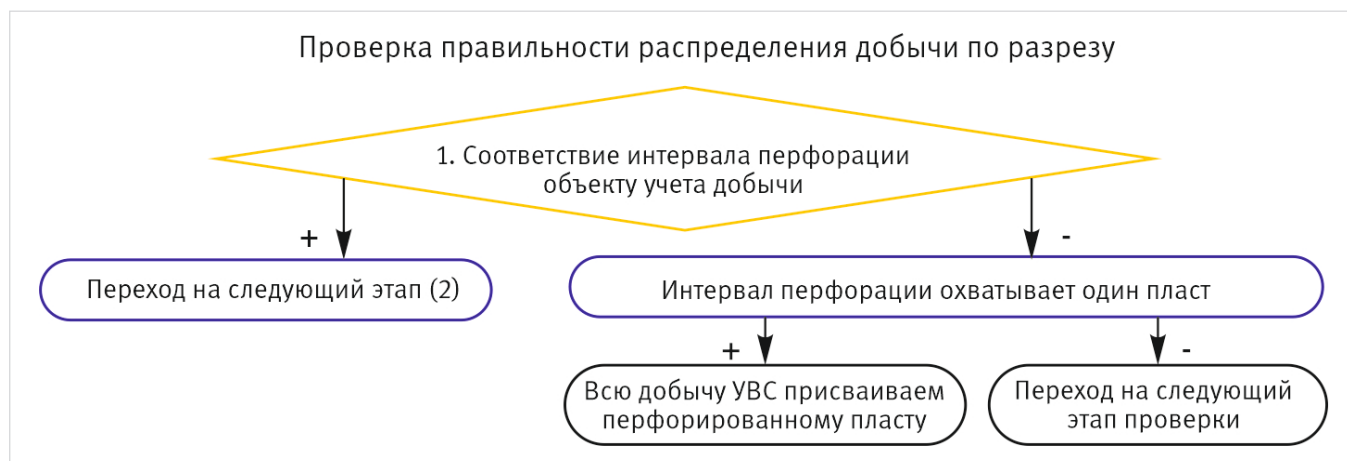


Рис. 1. Принципиальная схема первого этапа разработанной методики перераспределения УВС

Fig. 1. Schematic diagram of the first stage of the developed methodology for the redistribution of hydrocarbon raw materials

интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС), а именно объекту учета добычи. Данный этап актуален для пластов, где в результате подсчета запасов была выполнена перекорреляция или переиндексация, а также в случае некорректного учета добычи (когда интервал перфорации привязан к другому пласту) (рис. 1).

После реализации первого этапа часть добычи была перераспределена между пластами, входящими в объект разработки. Добыча некоторых скважин была возвращена на исследуемый объект. Так, из 125 скважин изменение добычи произошло в 45 скважинах, что составило 36 % от общего числа скважин с изменением добычи. Накопленная добыча нефти по рассматриваемому пласту уменьшилась на 2,9 %, добыча попутного нефтяного газа (ПНГ) уменьшилась на 3,3 %, добыча газа газовой шапки (ГШ) увеличилась на 16,7 %, добыча конденсата увеличилась на 2,7 %. На гидродинамической модели был выполнен первый расчет. Результаты приведены в таблице 1.

На втором этапе проводится анализ ПГИ и их соответствие текущему распределению добычи. При этом учитывается наличие заколонных перетоков, приток из неперфорированных интервалов, проблемы с техническим состоянием скважин.

С учетом этой информации уточняется распределение добычи в соответствии с исследованиями ПГИ. Динамика дебитов до и после исследования рассчитывается

аналитически. Данная процедура автоматизирована, если результаты ПГИ представлены в любом цифровом формате (MS Word, Excel и пр.). Схема второго этапа представлена на рисунке 2.

По результатам второго этапа на объекте исследования произошли следующие изменения: по части совместных скважин с пластами БВ16–17 и БВ20–21 анализируемый пласт в добыче участия не принимал, а по части скважин, наоборот, вся добываемая продукция была получена из исследуемого пласта. По некоторым скважинам изменилось процентное соотношение добычи из этого пласта, соответственно, изменились и отборы по нефти и газу.

Так, по 10 скважинам из 125 произошло изменение добычи (это 8 % скважин от общего числа скважин с изменением добычи, принявших участие в перераспределении). Накопленная добыча нефти по рассматриваемому пласту уменьшилась на 6,6 %, добыча ПНГ уменьшилась на 2,5 %, добыча газа газовой шапки увеличилась на 2,5 %, добыча конденсата уменьшилась на 7,2 % относительно показателей до перераспределения. Так же, как и в первом этапе, был выполнен расчет гидродинамической модели (табл. 1).

Третий этап представляет собой перераспределение компонентного состава добываемых углеводородов. Здесь определяется объем добычи каждого компонента по PVT-зависимостям, то есть зависимостям свойств от давления. На каждую конкретную

дату по изотермам в зависимости от текущего пластового давления определяются газосодержание, конденсатосодержание и рассчитывается объем добываемых флюидов. Этот этап является актуальным для пластов с газовой шапкой, но проверка выполняется по всем пластам, входящим в объект разработки, т.к. для рассматриваемого объекта характерно превышение текущего газового фактора.

Расчет на данном этапе полностью автоматизирован, в его основе лежит макрос, который был разработан с использованием возможностей языка программирования Visual Basic. Расчет состоит из трех частей.

В первой части рассчитывается газовый фактор путем деления добычи газа на добычу жидких углеводородов, затем расчетное значение газосодержания сравнивается с начальным.

Во второй части учитываются скважины, для которых выполняется условие, что расчетное значение газосодержания больше начального. Суть данной части анализа заключается в том, чтобы выявить скважины с существенным превышением газосодержания для текущих пластовых условий.

В третьей части излишки газа перераспределяются в газ ГШ, при условии наличия перфорированных газонасыщенных интервалов, либо проводится повторная проверка ПГИ на наличие заколонных перетоков газа. Далее по кривым конденсатосодержания уточняется добыча конденсата.

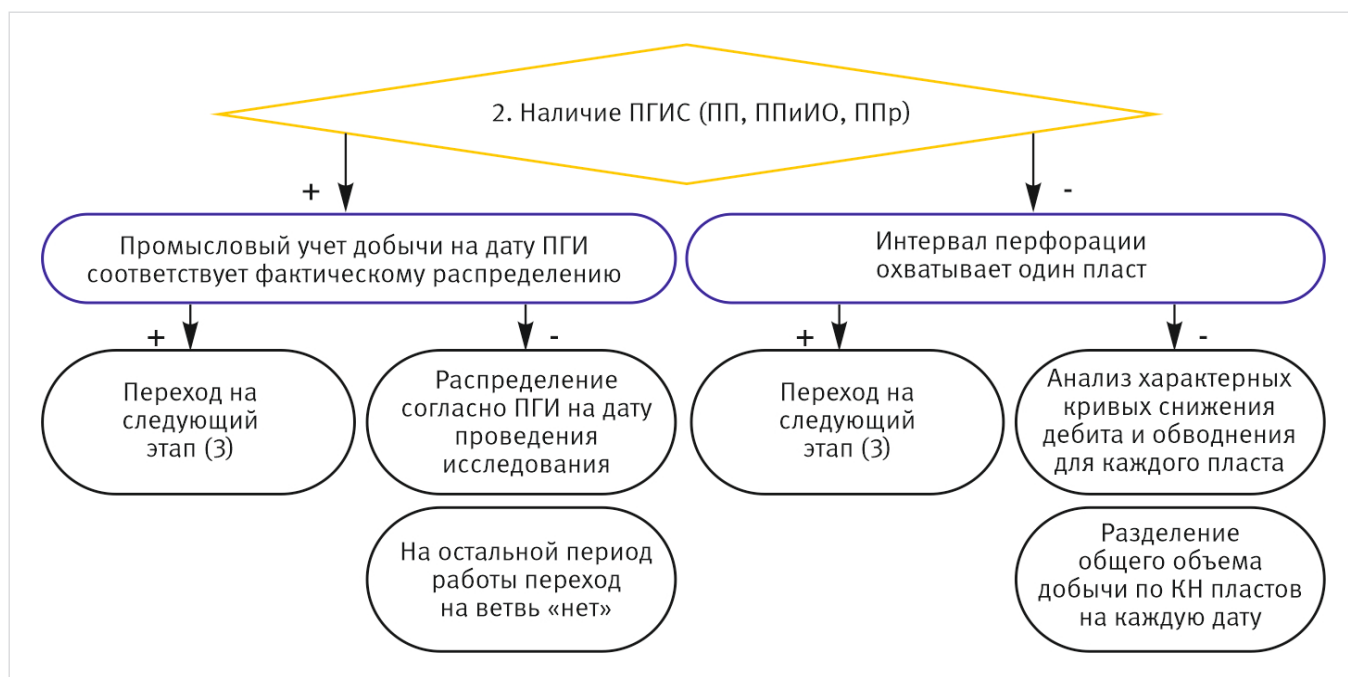


Рис. 2. Принципиальная схема второго этапа разработанной методики перераспределения УВС

Fig. 2. Schematic diagram of the second stage of the developed methodology for the redistribution of hydrocarbon raw materials

Табл. 1. Изменение накопленных показателей по результатам каждого этапа

Tab. 1. Change in accumulated indicators based on the results of each stage

Показатель	До перераспределения	После 1 этапа	После 2 этапа	После 3 этапа	После 4 этапа	% изменение
Нефть, тыс. т	790	767	738	742	742	-6,1
ПНГ, млн м ³	1 125	1 088	1 097	560	560	-50,2
Газ ГШ, млн м ³	3 065	3 576	3 143	3 680	3 496	14,1
Конденсат, тыс. т	513	527	476	472	470	-8,4

В результате проведенных операций было получено покомпонентное распределение добываемой продукции с выделением нескольких скважин, по которым произошло превышение отборов газа. Например, в ходе расчетов были выявлены скважины, располагающиеся в чисто нефтяной зоне, которые

согласно отчетности работали с большим значением газового фактора, это говорит о том, что скважина, помимо нефти и растворенного газа, добывала конденсат и свободный газ.

На данном этапе по 65 скважинам из 125 произошло изменение добычи (это 52 % скважин от общего числа скважин с изменением

добычи, принявших участие в перераспределении). Накопленная добыча нефти по рассматриваемому пласту уменьшилась на 6,1 %, добыча ПНГ уменьшилась на 50,2 %, добыча газа газовой шапки увеличилась на 20,1 %, добыча конденсата уменьшилась на 8 % относительно показателей до перераспределения.

Табл. 2. Сравнение количества скважин и процента изменения добычи по скважинам, участвующим в перераспределении
Tab. 2. Comparison of the number of wells and the percentage of change in production for wells participating in the redistribution

Процент изменения добычи по скважине, %	Количество скважин с изменениями добычи по нефти, шт.	Количество скважин с изменениями добычи по газу, шт.	Количество скважин с изменениями добычи по конденсату, шт.
более 100	0	11	2
100	2	4	2
80	5	5	2
70	9	5	5
60	22	21	19
50	28	29	29
5-49 %	59	50	66

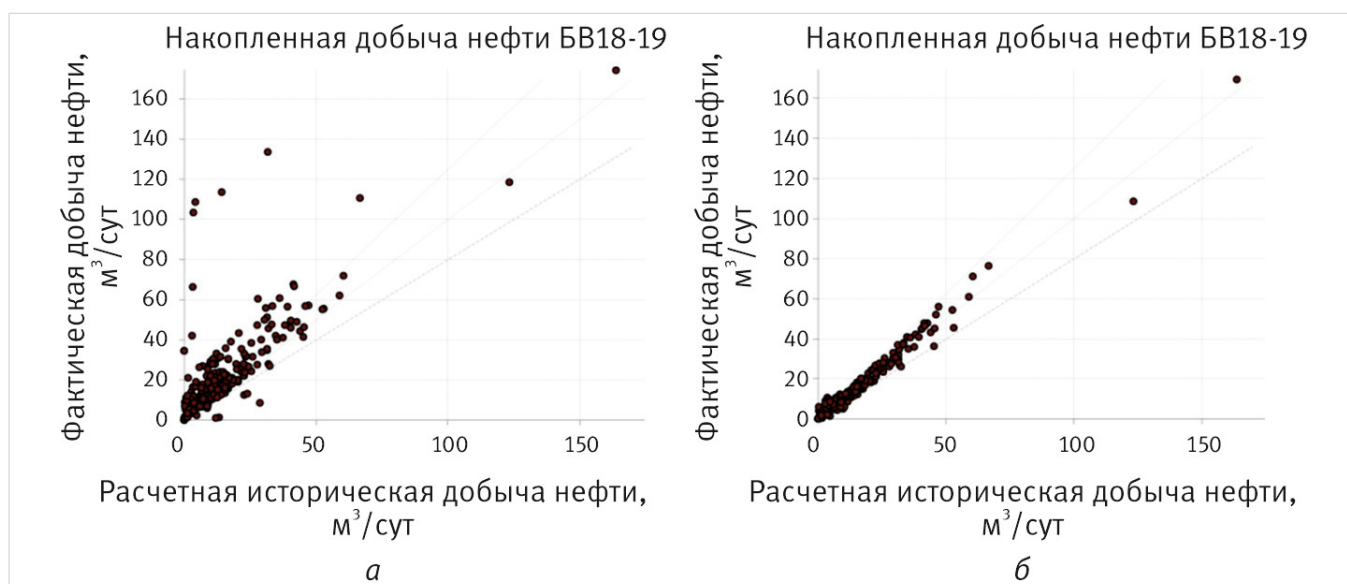


Рис. 3. Сопоставление исторической и расчетной накопленной добычи нефти по скважинам: а — до перераспределения; б — после перераспределения

Fig. 3. Comparison of historical and estimated accumulated oil production by wells: a – before redistribution; б – after redistribution

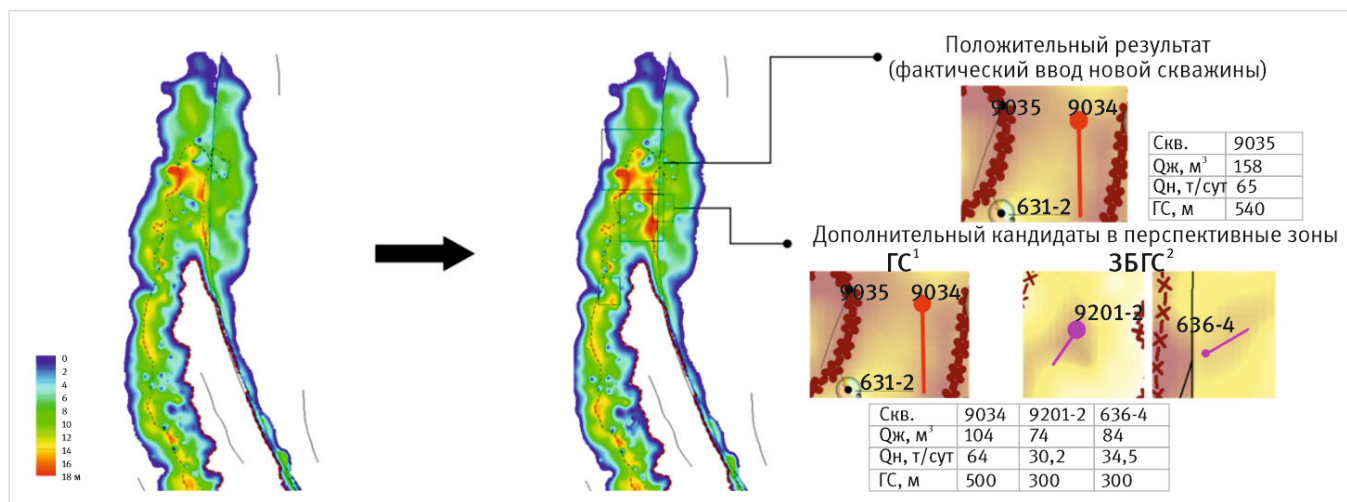


Рис. 4. Схема остаточных нефтенасыщенных толщин объекта BV18-19
Fig. 4. Scheme of residual oil-saturated thicknesses of the BV18-19 object

Также был выполнен расчет гидродинамической модели с результатами данного этапа (табл. 1).

На четвертом этапе перераспределение добычи углеводородов проводилось только по скважинам, где не удалось выполнить покомпонентное распределение добычи на предыдущем этапе. Эти скважины характеризуются крайне высокими отборами газа, обусловленными плохим техническим состоянием скважин, наличием негерметичности и заклонными перетоками.

На данном этапе перераспределение затронуло всего 5 скважин (4 %) из 125. Накопленная добыча газа газовой шапки увеличилась на 14,1 %, добыча конденсата уменьшилась на 8,4 % относительно показателей до перераспределения (табл. 1).

Результаты перераспределения добычи пласта БВ18-19.

Таким образом, использование представленной методики позволило существенно уточнить перераспределение добычи углеводородов по всем продуктивным пластам объекта. Изменения произошли во всех 125 скважинах (100 %), при этом накопленная добыча нефти по рассматриваемому пласту уменьшилась на 6,1 %, добыча ПНГ уменьшилась на 50,2 %, добыча газа газовой шапки увеличилась на 14,1 %, добыча конденсата уменьшилась на 8,4 % относительно показателей до перераспределения.

Наиболее серьезные изменения произошли при распределении добычи углеводородов по скважинам. Проведенный анализ показал, что в 59 скважинах отмечается изменение добычи нефти в интервале от 5 до 50 %, в 64 скважинах процент изменения составил от 50 до 90 %, и в двух скважинах добыча изменилась на 100 %. Более детальная оценка по скважинам приведена в таблице 2.

Результаты перераспределения добычи углеводородов по представленной методике

подтверждаются расчетами, проведенными на гидродинамической модели. На рисунке 3 приводится кроссплот сопоставления исторической и расчетной накопленной добычи нефти по скважинам до и после перераспределения, полученный на ГДМ.

Дополнительно на рисунке 4 приводится сопоставление карт остаточных нефтенасыщенных толщин до и после распределения добычи углеводородов. На картах отчетливо видно изменение районов концентрации остаточных запасов, что потребовало пересмотра ранее намеченной программы бурения новых скважин и зарезки боковых стволов.

В результате реализации дополнительных боковых стволов в зонах, которые ранее не планировались под ГТМ, получен прирост нефти от 30 до 35 т/сут при обводненности 35 %, что является положительным результатом для рассматриваемого месторождения и подтверждает корректность применяемой методики.

Итоги

Предложена автоматизированная методика, позволяющая выполнять комплексное распределение добычи: по разрезу, с учетом проводимых исследований; а также перераспределение компонентного состава добываемых углеводородов. Использование данной методики позволяет уточнить распределение добычи углеводородов по продуктивным пластам и компонентам. Представленная методика была применена при подготовке «Технологической схемы разработки». Документ прошел апробацию в Государственной комиссии по запасам (ГКЗ) и в Центральной комиссии по согласованию технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья Федерального агентства по недропользованию (ЦКР Роснедр по УВС) в 2021 г.

Выводы

Автоматизация ряда этапов позволила существенно сократить время, затрачиваемое на обработку исходной информации. Оценка корректности применяемой методики выполнена с использованием гидродинамического моделирования. В результате чего улучшилось качество адаптации по скважинам, были скорректированы карты остаточных нефтенасыщенных толщин, что позволило скорректировать программу ГТМ.

Литература

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. Ситников А.Н., Асмандияров Р.Н., Онегов А.В., Гусаров Е.Д., Андронов С.А., Яценко Г.Г., Жигульский С.В., Виноходов М.А. Верификация остаточных извлекаемых запасов на месторождениях с низкой прогнозной выработкой // PRONEFT. Профессионально о нефти. 2017. № 2. С. 31–38.
3. Пупков Н.В., Кострыгин В.В. Отчет о выполнении научно-исследовательской работы: «Распределение продукции скважин совместно эксплуатирующих несколько продуктивных горизонтов». Тюмень: ООО «ТННЦ», 2017, с. 14

ENGLISH

Results

An automated technique has been proposed that allows for a comprehensive distribution of production: along the section, taking into account ongoing research; as well as the redistribution of the compositional analysis of produced hydrocarbons. The use of this technique makes it possible to refine the distribution of hydrocarbon production by reservoirs and components. The presented methodology was applied in the preparation of the “Technological development scheme”. The document was approved by the State Reserves Committee and the Federal Agency for Mineral Resources (Russia) in 2021.

References

1. Beckman A.D. New method for splitting production and injection in joint wells using modified crm model. Bulletin of the Tyumen State University. Physical and mathematical modeling. Oil, gas, energy, 2021, Vol. 7, issue 3, P. 106–122. (In Russ).

Conclusions

Automation of a number of stages allowed to significantly reduce the time spent on processing the initial information. The assessment of the correctness of the applied technique was carried out using flow simulation. As a result, the quality of well matching improved, detrital oil-saturated thickness maps were corrected, which made it possible to correct the well intervention program.

2. Sitnikov A.N., Asmandiyarov R.N., Onegov A.V., Gusarov E.D., Andronov S.A., Yaschenko G.G., Zhigulsky S.V., Vinokhodov M.A. Verification of residual recoverable reserves at fields with low forecast production. PRONEFT. Professionally about oil. 2017, issue 2,

- P. 31–38. (In Russ).
3. Pupkov N.V., Kostrygin V.V. Report on the implementation of research work: “Distribution of production of wells jointly exploiting several productive horizons”. Tyumen: «Tyumen petroleum research center» LLC, 2017, 14 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Уфимцева Мария Николаевна, специалист отдела сопровождения Самотлорского месторождения, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: mufimtseva@tncn.rosneft.ru

Ufimtseva Maria Nikolaevna, specialist of the support department of the Samotlorskoye field, «Tyumen petroleum research center» LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: mufimtseva@tncn.rosneft.ru