

Алгоритм разделения данных добычи и закачки по пачкам с учетом данных промыслово-геофизических исследований и гидроразрыва пласта (на примере объекта $AV_{1(3)}-AV_{2-3}$ Самотлорского месторождения)

Шкитин А.А.¹, Митякин И.Б.¹, Архипова Е.Л.¹,
Абдрахимов Р.И.¹, Дериглазов Д.Н.¹, Писарев Д.Ю.²
¹ООО «ТННЦ», Тюмень, Россия, ²АО «Самотлорнефтегаз», Нижневартовск, Россия
aashkitin@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

Цель данной работы — на основе запатентованного цифрового инструмента создать ежемесячный процесс разделения исторической накопленной добычи и закачки по выделенным пачкам внутри объекта разработки с учетом фактических данных ПГИ и ГРП для поиска зон локализации текущих извлекаемых запасов.

Материалы и методы

Авторами работы проведен детальный анализ геологического строения и характера вскрытия разреза, уточнено разделение целевого объекта $AV_{1(3)}-AV_{2-3}$ на 4 пачки и построены авторские карты пачек. Был разработан алгоритм по разделению добычи и закачки в объекте по пачкам с использованием данных ПГИ, ГРП, перфорации и инклинометрии с учетом гироскопов, КН совместных объектов, данных РИГИС и авторских карт. Алгоритмы реализованы в виде программы для разделения показателей по пачкам на основе ежемесячных данных добычи и закачки (МЭР). Сформирована дополнительная база данных для разукрупненных объектов

(БД по пачкам), где осуществляется детальный контроль за разработкой и подбор кандидатов на ГТМ, а также формирование программы исследовательских работ.

Ключевые слова

детализация разреза объекта разработки по пачкам, алгоритм разделения добычи и закачки, учет оцифрованных поисково-геофизических исследований (ПГИ), учет оцифрованных отчетов гидроразрыва пласта (ГРП), уточнение локализации остаточных запасов нефти, планирование геолого-технических мероприятий (ГТМ), управление разработкой и контроль

Для цитирования

Шкитин А.А., Митякин И.Б., Архипова Е.Л., Абдрахимов Р.И., Дериглазов Д.Н., Писарев Д.Ю. Алгоритм разделения данных добычи и закачки по пачкам с учетом данных промыслово-геофизических исследований и гидроразрыва пласта (на примере объекта $AV_{1(3)}-AV_{2-3}$ Самотлорского месторождения) // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 3. С. 34–38. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-3-34-38

Поступила в редакцию: 20.04.2022

GEOLOGY

UDC 553.98 (571.1) | Original Paper

Algorithm of separation of production and injection data by sequences, taking into account field geophysical data and hydraulic fracturing (by the example of $AV_{1(3)}-AV_{2-3}$ object of the Samotlor field)

Shkitin A.A.¹, Mityakin I.B.¹, Arkhipova E.L.¹, Abdрахимov R.I.¹, Deriglazov D.N.¹, Pisarev D.Yu.²

¹"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia,

²"Samotlorneftegaz" JSC, Nizhnevartovsk, Russia

aashkitin@tnnc.rosneft.ru

Abstract

The purpose of this work is to use a proprietary digital tool to create a monthly process for separating historical cumulative production and injection by the selected sequences of the development object, taking into account actual field geophysical survey data and hydraulic fracturing to find zones of localization of current recoverable reserves.

Materials and methods

The authors of the work performed a detailed analysis of the geological structure and degree of formation opening, clarified the division of the target object $AV_{1(3)}-AV_{2-3}$ into 4 and constructed author's maps of the sequences. An algorithm was developed to divide production and injection in the target by sequence, using field geophysical survey data, hydraulic fracturing, perforations and inclinometry, taking into account gyroscopes, conductivity (KH) joint objects, well log interpretation data and author's maps. The algorithms were implemented as a program for separating indicators by stratas on the basis of monthly production and injection data (Monthly Production Report). An additional database

for disaggregated objects was formed (database on sequences), where the detailed control of development and selection of candidates for geological and engineering operations is performed, as well as the formation of the research work program.

Keywords

detailed section of the development object by sequences; production and injection separation algorithm; accounting of the digitized field geophysical survey data; accounting of the digitized hydraulic fracturing reports; clarification of the residual oil reserves localization; well intervention planning; management and control of the development

For citation

Shkitin A.A., Mityakin I.B., Arkhipova E.L., Abdрахимov R.I., Deriglazov D.N., Pisarev D.Yu. Algorithm of separation of production and injection data by sequences, taking into account field geophysical data and hydraulic fracturing (by the example of $AV_{1(3)}-AV_{2-3}$ object of the Samotlor field). Exposition Oil Gas, 2022, issue 3. P. 34–38. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-3-34-38

Received: 20.04.2022

Введение

Самотлорское нефтегазоконденсатное месторождение относится к категории уникальных по объему извлекаемых запасов, находится в Нижневартовском районе в 15 км от г. Нижневартовск. На данный момент находится на 4-й стадии разработки и характеризуется высокой обводненностью добываемой продукции (более 95 %). Площадь нефтеносности достигает 1 800 км². За весь период эксплуатации пробурено 25 тысяч скважин. Основные перспективы добычи нефти связываются с группой пластов АВ₁₍₃₎. Разработка запасов объекта АВ₁₍₃₎-АВ₂₋₃ Самотлорского месторождения ведется с 1969 г. В условиях наличия комплексных объектов разработки, состоящих из нескольких продуктивных пластов, перед инженерами ставится сложная и нетривиальная задача локализации остаточных запасов нефти. Решение задачи осложняется неравномерностью выработки запасов как по площади, так и по разрезу.

Представленный объект АВ₁₍₃₎-АВ₂₋₃ является одним из ключевых по объему начальных извлекаемых запасов (НИЗ) месторождения, выработка на текущий момент составляет 84 %, фонд более 20 000 скважин — для локализации запасов ручной режим перераспределения добычи в данном случае не применим.

Геологическая характеристика пород-коллекторов объекта

Отложения пласта АВ₁₍₃₎-АВ₂₋₃ формировались в условиях приморской равнины, образовавшейся в результате очередного регрессивного цикла. В результате регрессии и понижения базиса эрозии на исследуемой территории сформировалась сеть врезанных форм рельефа. Такая палеогеографическая обстановка благоприятствовала образованию множества эрозионных поверхностей на границах отдельных пластов объекта, что отчетливо фиксируется каротажными диаграммами в скважинах.

Коллекторы продуктивных пластов объекта АВ₁₍₃₎-АВ₂₋₃ характеризуются высокой неоднородностью как по площади, так и по разрезу. На рисунке 1 представлен геологический разрез по шести скважинам. Разрез объекта АВ₁₍₃₎-АВ₂₋₃ в каждой из скважин разделен на четыре пачки по данным геофизических исследований скважины (ГИС), где

пачка А соответствует пласту АВ₁₍₃₎, а пачки В, С и D составляют группу пластов АВ₂₋₃. Общие толщины объекта изменяются в диапазоне от 34 до 76 м, при изменении эффективных толщин коллекторов от 2 до 59 м, что является значительным этажом нефтеносности и создает определенные сложности при управлении разработкой. Коэффициент пористости изменяется от 19,5 до 32,0 %, а показатель проницаемости — от 1 до 3 980 мкм², при этом наилучшими эффективными толщинами и параметрами фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) характеризуются коллекторы фаций речных баров, сформированных сетью речных долин приморской равнины.

Выделение пачек выполнено на основе межскважинной корреляции глинистых перемычек и эрозионных поверхностей, присутствующих в разрезе в силу особенностей континентального осадконакопления.

Следует отметить, что фактически в добычу и под закачку вовлекаются не все запасы объекта, то есть имеет место частичное вскрытие отдельных пачек в определенный момент. В то время как добыча и закачка по официальной отчетности записывается на объект в целом — это является ключевым фактором неопределенности распределения остаточных запасов по разрезу.

Снижение неопределенности локализации запасов возможно с помощью созданного автоматизированного алгоритма деления добычи и закачки по пачкам для улучшения качества управления разработкой и контроля за ней.

Актуальные маркеры границ пачек позволили построить авторские структурные карты стратиграфической кровли и карты кровли коллекторов по пачкам, к построениям также привлекались данные секторных геологических моделей (для уточнения в районах с горизонтальными скважинами). Прослои в результатах интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС) при помощи маркеров также были разделены для построения авторских карт свойств (толщины, ФЕС) отдельно по пачкам. В качестве примера на рисунке 2 изображены авторские карты проводимости КН по пачкам, на которых отчетливо видны русловые пояса и зоны с пониженными ФЕС, где коллекторы практически замещаются. Итого было построено 13 структурных карт и 20 карт свойств пород коллекторов и начальной нефтенасыщенности.

Требования к данным

Важными этапами при разделении добычи и закачки по пачкам являются проверка

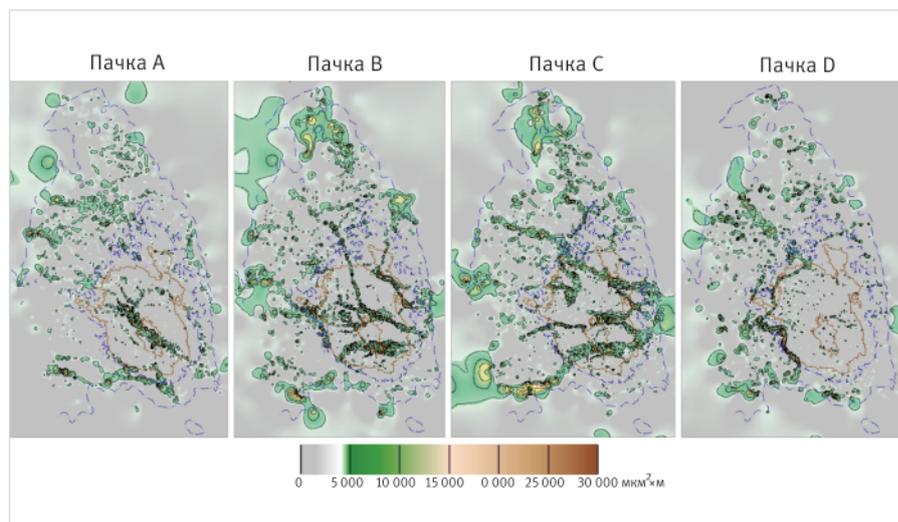


Рис. 2. Авторские карты проводимости КН (μм²·м) по пачкам объекта АВ₁₍₃₎-АВ₂₋₃
Fig. 2. Author's maps of KH conductivity (μm²·m) by the sequences of АВ₁₍₃₎-АВ₂₋₃ object

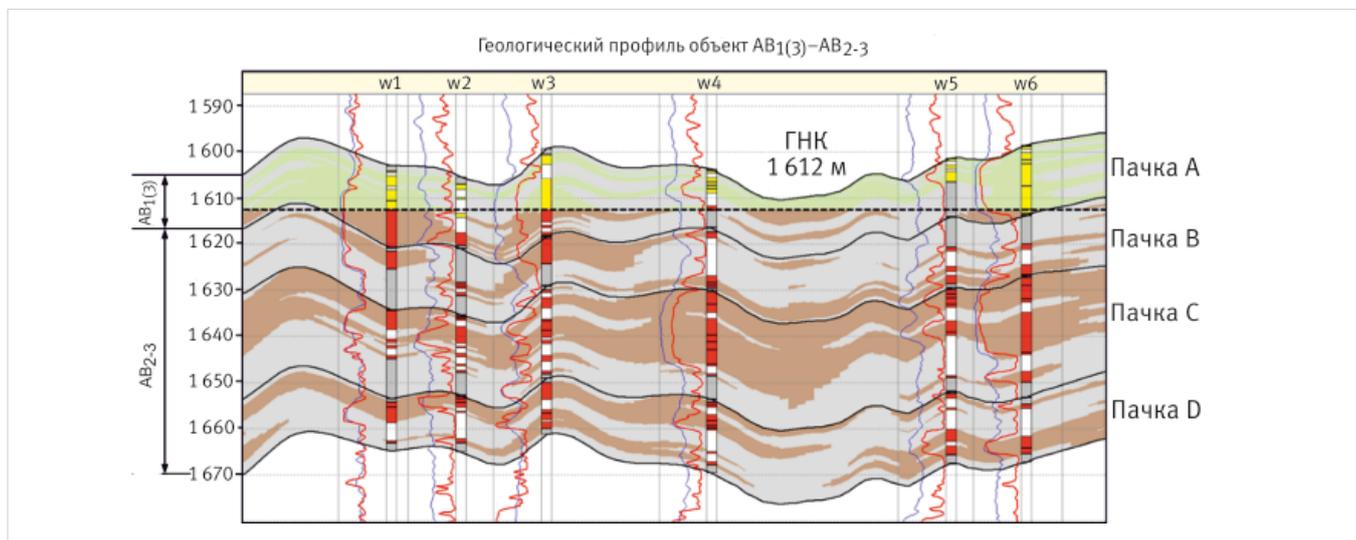


Рис. 1. Геологический разрез скважин объекта АВ₁₍₃₎-АВ₂₋₃
Fig. 1. Geological section of wells of the object АВ₁₍₃₎-АВ₂₋₃

и подготовка качественных исходных данных. На первом этапе необходимо понять качество и полноту наличия РИГИС по скважинам, а также корректность разбивок маркеров на пакки, от этого будет зависеть дальнейшее разделение как по геологии, так и по выработке пластов. Маркеры по горизонтальным скважинам позволяют уточнить структуру пласта, сбор таких данных проводится на основе финальных отчетов по бурению скважин. Все маркеры изначально хранятся в глубинах по стволу, для обеспечения возможности повторной автоматической увязки при проведении гирскопических исследований на скважинах. При выявлении недочетов, а именно некорректных границ, смещений альтитуд, неучета актуальных гирскопов, необходимо провести оперативную корректировку данных для построения актуальных авторских карт свойств и структурных отметок.

Также стоит отметить, что до этапа разделения добычи и закачки объектов по паккам требуется подготовить оцифрованные таблицы с данными по геометрии распространения трещин гидроразрыва пласта (ГРП) и результатами промысловых геофизических исследований (ПГИ).

Таблица ГРП или «фрак лист» должна содержать актуальную информацию по дате мероприятия, координатам и глубине размещения портов и перфораций, а также абсолютные отметки верха и низа трещин ГРП для осуществления пространственной привязки к паккам при совмещении с авторскими картами. В рамках работы было обработано 4 300 отчетов ГРП.

Таблица ПГИ должна содержать данные о дате и интервалах исследования, количественной доле притока, общий объем притока, комментарии. Таблица чувствительна к полноте данных — до использования ПГИ проводится проверка количества интервалов исследования со вскрытыми интервалами перфорации на дату. Если количество интервалов исследования и вскрытия не совпадает, ПГИ считается временно некондиционным, не используется в разделении и фиксируется как «некондиционный» до следующей итерации. Имея список некондиционных ПГИ, инженер выполняет ручную выверку оцифрованных ПГИ на основе данных исходных отчетов, при необходимости добавляет пропущенные интервалы исследования либо корректирует дублирование данных в оцифрованной таблице. В рамках работы было обработано 870 отчетов ПГИ.

Ключевым требованием является создание базы данных (БД) по паккам, так как для формирования официальной отчетности используются объекты списания добычи без разделения на пакки. Такая возможность имеется при помощи применения корпоративного программного обеспечения «РН-КИН», где после деления каждая пакка обладает полным набором данных и инструментов для выполнения анализов и работы с пакками: месячный эксплуатационный рапорт (МЭР), построение карт текущего состояния, карт остаточных нефтенасыщенных толщин по паккам, анализ ГИС, выгрузка различных массивов данных, анализ элементов заводнения, материальный баланс и многое другое.

Алгоритм деления добычи и закачки объектов по паккам

Для решения задачи разработан алгоритм (рис. 3) подготовки данных и разделения добычи по паккам. Ключевыми шагами алгоритма являются ежемесячное добавление

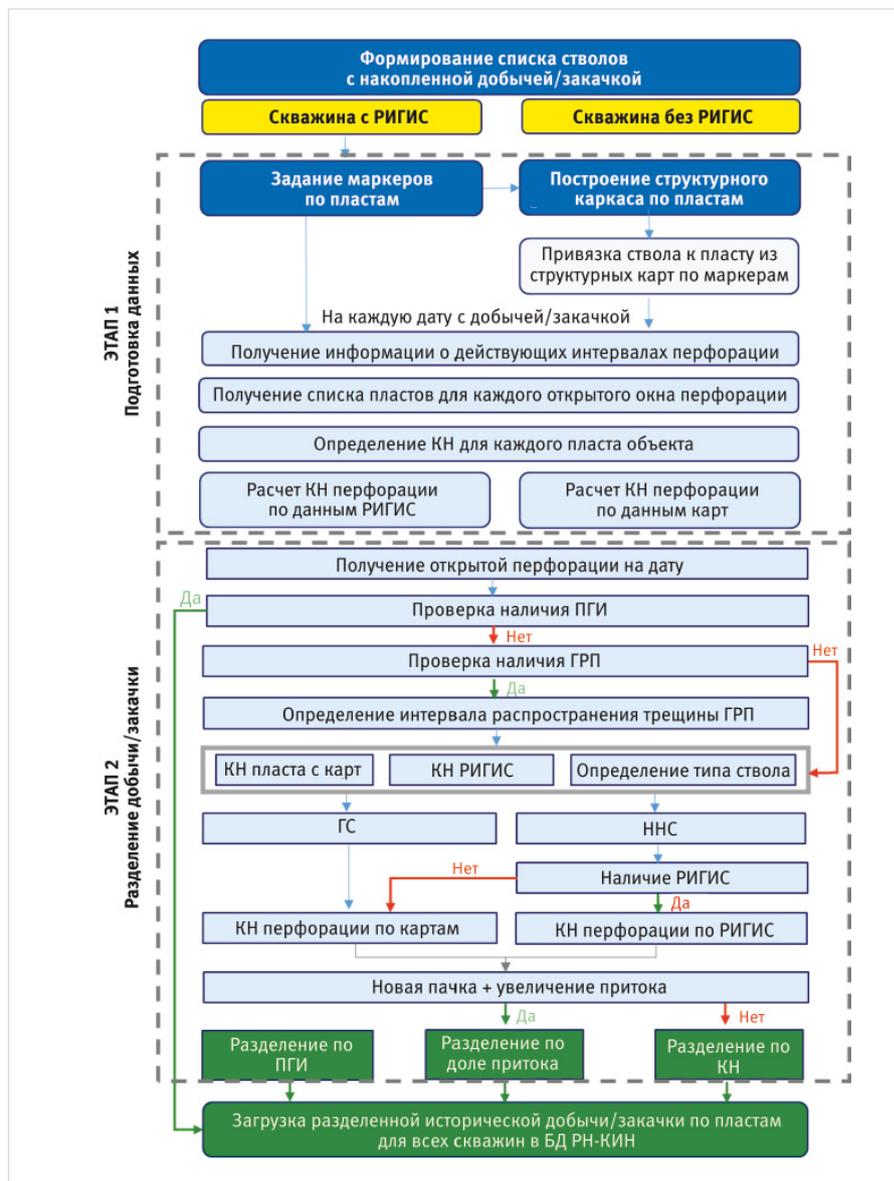


Рис. 3. Схема алгоритма разделения добычи и закачки по паккам
 Fig. 3. Scheme of the algorithm for separation of production and injection by sequences

Примеры прорывов ГРП в соседние пакки

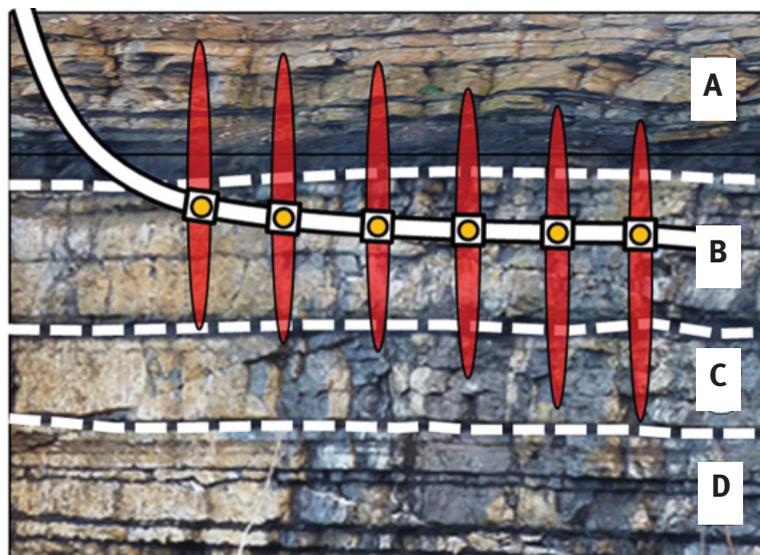


Рис. 4. Типовая схема учета вскрытия пакек при выполнении ГРП
 Fig. 4. Typical scheme of account of the sequences opening during hydraulic fracturing

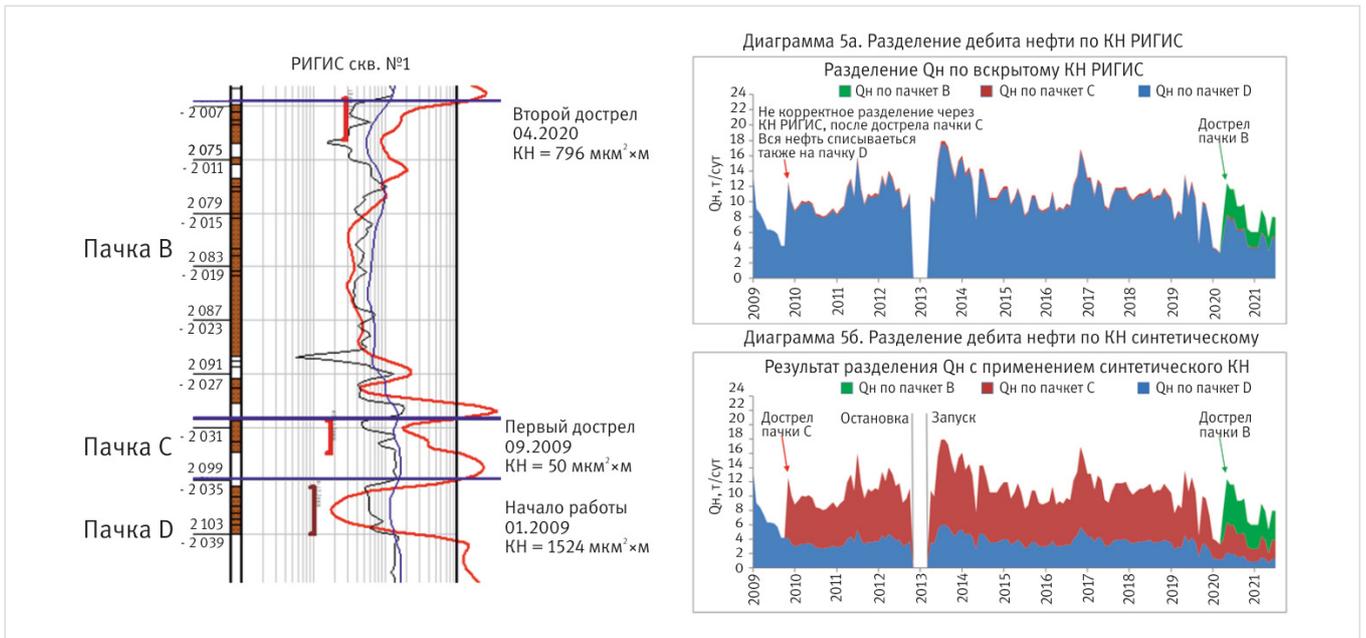


Рис. 5. Пример результатов разделения дебита нефти по пачкам через фактический КН и с учетом синтетического КН для дострелов по скважине № 1

Fig. 5. An example of the results of oil production rate separation by sequences through the actual KH and taking into account the synthetic KH for the additional perforation of well № 1

новых пробуренных скважин и возможность вносить корректировки в исходные данные на любом шаге при появлении новой информации.

Итерация проводится для всех скважин, когда-либо работающих на объекте за всю историю с начала разработки.

К сложным примерам механики разделения добычи и закачки по пачкам относится случай с горизонтальными скважинами [3], с многостадийным гидроразрывом пласта (рис. 4). В данном контексте каждая отдельная трещина ГРП рассматривается как отдельная перфорация (от верхней до нижней границы трещины). В пределах высоты данной перфорации по каждой пачке, каждой отдельной трещине фиксируется КН, полученный при пересечении координат точек вертикальной проекции ГРП с авторскими картами толщин и проницаемости. Затем рассчитывается суммарная проводимость каждой пачки (суммируются КН пачки в диапазоне высоты проникновения ГРП в пачку), таким образом выводятся доли притока по пачкам для скважины в целом.

Решение для вычисления доли КН по пачке в общем разрезе представлено в уравнениях 1–3, где n — число портов ГРП, вскрывших пачку А; i — номер порта ГРП; D_A — доля КН пачки А; KH_A — суммарная проводимость части трещин ГРП, вскрывших пачку А; KH_{SUM} — суммарная проводимость всех портов и всех пачек скважины:

$$KH_A = \sum_{i=1}^n KH_i, \quad (1)$$

$$KH_{SUM} = KH_A + KH_B + KH_C + KH_D, \quad (2)$$

$$D_A = \frac{KH_A}{KH_{SUM}}; D_B = \frac{KH_B}{KH_{SUM}}; \quad (3)$$

$$D_C = \frac{KH_C}{KH_{SUM}}; D_D = \frac{KH_D}{KH_{SUM}}.$$

Также при помощи средств автоматизации создан алгоритм пересчета абсолютных отметок в РИГИС по результату выполнения



Рис. 6. Итог разделения добычи нефти по пачкам через КН и с учетом синтетического КН для дострелов по скважине № 1

Fig. 6. Result of oil production split by sequences through KH and including synthetic KH for the additional perforation of well № 1

гироскопов. Алгоритм помогает корректно сопоставлять глубины пачек с актуальной инклинометрией скважин (минуя локальные сдвиги и налегания пачек друг на друга). Это помогает значительно высвободить ресурс геологов и петрофизиков для решения текущих задач.

Для корректного деления добычи и закачки в случае дострелов введено понятие синтетический КН. Как это работает? На рисунке 5 представлены примеры изменения окна перфорации и результатов разделения дебита нефти по скважине № 1. При делении добычи по пачкам через вскрытый КН в случае дострелов выявили некорректное разделение добычи (диаграмма 5а, рис. 5), ввиду низкого КН по РИГИС в пачке С (50 мкм²·м), при достреле данной пачки добыча нефти продолжает списываться на ранее вскрытую пачку D с КН 1 524 мкм²·м. Для решения данной проблемы случаи с наличием дострелов в различные периоды времени разрешались введением синтетического КН (где Н — толщина перфорации нового интервала, а проницаемость рассчитывается через природ жидкости от дострела нового интервала). В результате применения синтетического КН разделение дебита

нефти по пачкам стало выглядеть согласно диаграмме 5б (рис. 5). Скважина работала с 2009 г., вскрывая перфорацией только пачку D. В ноябре 2009 г. при остановочном дебите нефти 4 т/сут выполнен дострел пачки С (доп. перфорация), прирост составил 8,6 т/сут (при сокращении обводненности). В апреле 2020 г., когда текущий суммарный дебит нефти снизился до 3,5 т/сут, выполнен дострел на пачку В с приростом дебита нефти более 4 т/сут. Итого по скважине добыто 38,8 тыс. т нефти, из них: на пачку D распределено 13,9 тыс. т, на пачку С — 22,4 тыс. т, и на пачку В — 1,5 тыс. т.

На примере сравнения разделенной накопленной добычи нефти по скважине № 1 (рис. 6) видно, что учет применения синтетического КН необходим при дострелах.

На текущий момент такое распределение учитывается в базе данных по пачкам, которая ежемесячно обновляется. Это позволяет детализировать выработку по разрезу за счет разукрупнения объекта, предсказывать вероятные риски по закачке, интервалы истощения запасов и на основе этого планировать программу ГТМ (ежемесячно предлагается порядка 130 кандидатов на ГТМ).

Итоги

Проведен детальный анализ геологического разреза пласта $AB_{1(3)}-AB_{2,3}$, на основании которого построен структурный каркас по пластам. Разработан и реализован в программном виде алгоритм перераспределения накопленной добычи и закачки объекта по пластам. Создана база данных разукрупненных объектов (БД по пачкам) для хранения результатов работы алгоритма. Результаты расчетов используются как входные данные для автоматизированного инструмента [2] при формировании программы ГТМ.

Выводы

Алгоритм, предложенный авторами, позволяет оперативно разделить историческую добычу и закачку объектов на более детальные интервалы пачек, с учетом высоты трещин ГРП и результатов исследований ПГИ.

Алгоритмы являются масштабируемыми — ведется сопровождение БД по пачкам объектов $AB_{1(3)}-AB_{2,3}$ (разделение на 4 пачки), $AB_{4,5}$ (разделение на 3 пачки) и BV_8 (разделение на 4 пачки). По результатам разделения

на пачки с помощью автоматизированного инструмента [2] ежемесячно предлагается порядка 130 кандидатов на ГТМ.

Каждая итерация расчетов выполняется для объекта в целом за всю историю его разработки. Например, для объекта $AB_{1(3)}-AB_{2,3}$ разрабатываемого с 1969 г. и содержащего более 20 000 скважин, время расчета исторической добычи составляет около 30 минут против 3–5 месяцев работы двух сотрудников в случае выполнения вручную при анализе выработки пласта в рамках ПТД.

Литература

1. Смирнов Д.С., Шкитин А.А., Лиходед И.А., Архипова Е.Л., Писарев Д.Ю. Особенности выделения флюидоупоров в разрезе с целью локализации и довыработки остаточных запасов нефти на примере группы пластов AB_{4-5} Самотлорского месторождения // Нефтяная провинция. 2021. № 4. Часть 1. С. 55–69.
2. Likhoded I., Smirnov D., Shkitin A., Driglazov D., Gudoshnikov A., Nyunyaikin D., Kochenkov A. Technology for rapid well

ranking and screening for pumping optimization with regard to subsurface risks and economics. A case study of a giant oil brownfield. SPE Annual technical conference and exhibition, Virtual, October 26–29, 2020. (In Eng).

3. Смирнов Д.С., Савченко И.В., Дрейман В.А., Лиходед И.А., Писарев Д.Ю. Эволюция проектных решений по разработке краевых зон пласта AB_{1-2} «рябчик» Самотлорского месторождения // Нефтепромысловое дело. 2019. № 7. С. 5–12.
4. Алтунин А.Е., Семухин М.В., Степанов С.В. Использование метода материального баланса и теории нечетких множеств для решения задачи разделения добычи при одновременной разработке нескольких пластов // Нефтяное хозяйство. 2012. № 5. С. 56–60.
5. Алтунин А.Е., Семухин М.В. Расчеты в условиях риска и неопределенности в нефтегазовых технологиях. Тюмень: Тюменский государственный университет, 2005. 220 с.

ENGLISH

Results

A detailed analysis of the geological section of the $AB_{1(3)}-AB_{2,3}$ reservoir was carried out, on the basis of which a reservoir structural framework was built. The algorithm for redistribution of the target's cumulative production and injection by reservoir has been developed and implemented as a software tool. A database of aggregated targets (DB of units) has been created to store the results of the algorithm application. The algorithm runs are used as input data for an automated tool [2] when forming the Well Interventions Program.

Conclusions

The algorithm proposed by the authors allows to promptly divide the historical production and injection of objects into more detailed intervals

of sequences, taking into account the height of hydraulic fractures and the results of the field geophysical survey data.

The algorithms are scalable – the data base is maintained for $AB_{1(3)}-AB_{2,3}$ (division into 4 sequences), $AB_{4,5}$ (division into 3 sequences) and BV_8 (division into 4 sequences). Based on the results of the separation into sequences using an automated tool [2], about 130 candidates for geological and technical actions are proposed each month.

Each iteration of the calculations is performed for the object as a whole for the entire history of its development. For example, for object $AB_{1(3)}-AB_{2,3}$, developed since 1969 and containing more than 20 000 wells, calculation time of historical production is about 30 minutes against 3–5 months work of two employees in case of manual execution during analysis of reservoir recovery in the framework of the technical project documentation.

References

1. Smirnov D.S., Shkitin A.A., Likhoded I.A., Arkhipova E.L., Pisarev D.Yu. Special considerations in identification of fluid barriers to localize remaining oil reserves and enhance production: A case study of Samotlor field (AB_{4-5} formations). Neftyanaya Provintsiya, 2021, issue 4, Part 1, P. 55–69. (In Russ).
2. Likhoded I., Smirnov D., Shkitin A., Driglazov D., Gudoshnikov A., Nyunyaikin D., Kochenkov A. Technology for rapid well ranking and screening for pumping optimization with regard to subsurface risks and economics. A case study of a giant oil brownfield. SPE Annual technical conference and exhibition, Virtual, October 26–29, 2020. (In Eng).
3. Smirnov D.S., Savchenko I.V., Dreiman V.A., Likhoded I.A., Pisarev D.Yu. Evolution of design solutions for development the edge zone of layer AB_{1-2} of the Samotlorskoe field. Oilfield Engineering, 2019, issue 7, P. 5–12. (In Russ).
4. Altunin A.E., Semukhin M.V., Stepanov S.V. Using the material balance and the fuzzy sets theory to solve the problems of recovery separation at simultaneous development of several reservoirs. Oil Industry, 2012, issue 5, P. 56–60. (In Russ).
5. Altunin A.E., Semukhin M.V. Calculations in terms of risk and uncertainty in oil and gas technologies. Tyumen: Tyumen State University, 2005, 220 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Шкитин Антон Алексеевич, начальник управления, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: aashkitin@tnnc.rosneft.ru

Shkitin Anton Alekseevich, head of department, “Tyumen petroleum reseach center” LLC, Tyumen, Russia
Для контактов: aashkitin@tnnc.rosneft.ru

Митякин Иван Борисович, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Mityakin Ivan Borisovich, chief specialist, “Tyumen petroleum reseach center” LLC, Tyumen, Russia

Архипова Елена Леонидовна, руководитель группы, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Arkhipova Elena Leonidovna, team leader, “Tyumen petroleum reseach center” LLC, Tyumen, Russia

Абдрахимов Роберт Иршатович, старший менеджер, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Abdrakhimov Robert Irshatovich, senior manager, “Tyumen petroleum reseach center” LLC, Tyumen, Russia

Дериглазов Дмитрий Николаевич, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Deriglazov Dmitrii Nikolaevich, chief specialist, “Tyumen petroleum reseach center” LLC, Tyumen, Russia

Писарев Денис Юрьевич, заместитель генерального директора, главный геолог АО «Самотлорнефтегаз», Нижневартовск, Россия

Pisarev Denis Yurevich, deputy general director, chief geologist, “Samotlorneftgaz” JSC, Nizhnevartovsk, Russia