

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.153-169>

EDN RSTXYJ

УДК 622.276.58

**О влиянии интенсивности форсирования добычи жидкости
на дебит и накопленный отбор нефти на различных
горизонтах Ромашкинского месторождения**

^{1,2}Хабардин В.А., ^{1,2}Гатин Д.Р., ¹Гиззатуллина Д.Ф.

¹Центр моделирования Центра технологического развития ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

²Высшая школа нефти (ВШН), Альметьевск, Россия

Effects of forced fluid production intensity on oil rates and cumulative oil production in different producing intervals of the Romashkinskoye oil field

^{1,2}V.A. Khabardin, ^{1,2}D.R. Gatin, ¹D.F. Gizatullina

¹Modeling Center, Technological Development Center – PJSC TATNEFT, Almeteyevsk, Russia

²Higher Petroleum School, Almeteyevsk, Russia

E-mail: KhabardinVA@tatneft.ru

Аннотация. Статья посвящена анализу влияния различных степеней интенсивности форсирования отборов жидкости на дебиты и накопленные отборы нефти в условиях поздней стадии разработки. Приведены теоретические основы метода, проведён статистический анализ приростов дебита нефти и накопленных отборов после внедрения форсированного режима различной степени интенсивности на примере основных объектов отдельного участка Ромашкинского месторождения.

Ключевые слова: форсированный отбор жидкости, разработка нефтяных месторождений, скважина, добыча нефти

Для цитирования: Хабардин В.А., Гатин Д.Р., Гиззатуллина Д.Ф. О влиянии интенсивности форсирования добычи жидкости на дебит и накопленный отбор нефти на различных горизонтах Ромашкинского месторождения // Нефтяная провинция.-2024.-№1(37).-С. 153-169. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.153-169>. - EDN RSTXYJ

Abstract. The paper analyses the effects of various intensities of forced fluid recovery on oil rates and cumulative oil production at the late stage of field development. The theoretical background behind the method is provided, statistical analysis of incremental oil rates and cumulative oil production following the implementation of forced production with various intensities has been performed for Devonian reservoirs of the Romashkinskoye oil field.

Keywords: *forced fluid recovery, oil fields development, well, oil production*

For citation: V.A. Khabardin, D.R. Gatin, D.F. Gizatullina O vliyaniy intensivnosti forsirovaniya dobychi zhidkosti na debit i nakoplennyy otbor nefti na razlichnykh gorizontakh Romashkinskogo mestorozhdeniya [Effects of forced fluid production intensity on oil rates and cumulative oil production in different producing intervals of the Romashkinskoye oil field]. Neftyanaya Provintsiya, No. 1(37), 2024. pp. 153-169. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.153-169>. EDN RSTXYJ (in Russian)

Теоретическая основа

Форсирование или значительное увеличение объемов отборов жидкости является одним из наиболее эффективных способов увеличения нефтеизвлечения, однако, как и любой другой метод требует детального анализа и продуманного подхода в практическом применении. Есть несколько различных теорий относительно зависимости темпов извлечения нефти от темпов отбора жидкости из пласта, каждый из которых имеет научное обоснование и заслуживает внимания.

Прежде всего следует определиться с терминологией, так как в различных исследованиях существуют разные определения термину «форсированный отбор». В одних источниках форсирование отборов подразумевает увеличение отбора минимум на 20%, в других – на 50% и выше. В соответствии с трудами Муслимова Р.Х. в ПАО «Татнефть» форсированием принято считать поэтапное увеличение отборов жидкости в 1,5-2 раза, на скважинах с обводненностью не менее 95%, и дебитом жидкости не менее 50 т/сут. Если же данные критерии не соблюдаются, увеличение отборов жидкости рассматривается как оптимизация режима работы скважины [1]. В целом, если прибегнуть к первоначальному определению данного слова, форсирование по сути – это ускорение, усиление напряжённости и темпа в

какой-либо деятельности (в данном случае эксплуатационных характеристик ГНО с целью значительного увеличения отборов). Исходя из этого, в дальнейшем в рамках данной работы термин форсирование используется в случае любого значительного (в 2 и более раза) увеличения дебита жидкости на скважине после проведения какого-либо ГТМ. Также применяется термин оптимизация режимов (отборов), хотя под оптимизацией в ряде случаев может подразумеваться и снижение отборов.

Критерии подбора объектов форсированного отбора жидкости (ФОЖ) достаточно обширны, в одних группах исследований предлагается начинать форсирование отборов на скважинах с обводненностью более 90%, в других упоминаются значения 30-50% [1].

Также есть данные о форсировании скважин с обводненностью менее 30%, на которых были получены весьма значительные приросты нефти. Ряд исследователей (например, В.Н. Щелкачев) считают, что преждевременное начало форсировки на ранних стадиях разработки оказывает негативное влияние на конечный коэффициент нефтеизвлечения, в связи с ранним подтягиванием конуса обводнения, и снижением результативности форсировки объекта в дальнейшем. В данных исследованиях приводятся доводы, что оптимально начинать ранние стадии разработки на щадящих режимах с невысокими отборами, а по мере достижения высокообводненной продукции в скважинах (в среднем 80% и выше) нужно форсировать темпы, доизвлекая остаточные запасы нефти из ранее неохваченных выработкой участков. [2]

Основополагающим критерием для проведения форсирования является наличие достаточной энергетики объекта разработки, поддержание стабильного пластового давления и обеспечение компенсации высоких отборов жидкости из пласта. Проще это сделать в массивном, монолитном пласте высокой мощности, но большинство исследователей считают, что в расчлененных пластах ФОЖ более эффективен, за счет образования трещин в перемычках, и вовлечения ранее не работавших пропластков. [3]

Стоит упомянуть, что форсирование отборов жидкости не всегда является методом увеличения нефтеотдачи. Если в процессе форсирования на объекте вовлекаются ранее не разрабатываемые запасы нефти, то ФОЖ можно расценивать как метод увеличения нефтеотдачи, если же этого не происходит, то наблюдается сокращение времени выработки вовлеченных в разработку запасов нефти, иными словами, происходит интенсификация добычи нефти. Если говорить о стратегии форсированной разработки какого-либо крупного объекта (например, участка или блока), ссылаясь на труды Муслимова Р.Х, можно утверждать, что одним из эффективных решений будет поэтапное увеличение отборов жидкости на скважинах при возможности полноценной компенсации и ППД за счет водоносного горизонта или нагнетательных скважин. [1]

Форсирование отборов жидкости является хорошим решением для поддержания дебита нефти скважины на уровне рентабельности. Однако, даже по достижению предельной обводненности и нерентабельного дебита нефти скважину не стоит ликвидировать, так как нередки случаи, когда после длительного простоя, в результате изменения фильтрационных потоков на участках происходила миграция остаточных запасов, и скважины вновь запускались в работу, зачастую с довольно высоким дебитом нефти. [3]

Следует упомянуть также о том, что форсирование отборов на некоторых скважинах оказывает значительное воздействие на соседние скважины участка. Специалистами, работавшими в нефтяной отрасли, отмечались как положительные, так и отрицательные реакции окружения скважин после ФОЖ. Положительная реакция, выражаемая в виде улучшения эксплуатационных показателей работы скважин, в частности увеличения дебита нефти может объясняться изменением фильтрационных потоков в пласте на участке из-за создания воронки депрессии на одной или нескольких форсированных скважинах. Однако этот эффект может сработать и в обратную, негативную сторону, что выражается, например, в интерференции или

перераспределении отборов жидкости, когда форсированная скважина начинает отбирать запасы нефти из контуров отбора соседних скважин, но этот процесс в полной мере не реализуется, вследствие большого расстояния и неоднородностей пласта, что приводит к образованию защемленных целиков нефти и снижению КИН. Чем больше неоднородность в проницаемости отдельных пропластков или зон пласта, тем интенсивнее обводняются скважины и тем больше остается не извлеченной нефти. Также, при отсутствии достаточной компенсации может наблюдаться снижение пластового давления на участке [2].

На данный момент, основываясь на опыте разработки и эксплуатации многих нефтеносных объектов, можно сделать вывод, что на поздней стадии разработки скважины, добывающие высокообводненную продукцию, нужно форсировать для поддержания рентабельных объемов добычи нефти, за счет высоких объемов добываемой жидкости. Следует также брать во внимание, что значительная часть объемов воды в пласте не выполняет функции вытеснения, поддержания пластового давления или компенсации отборов, а потому при выборе оптимального режима для ФОЖ, следует ориентироваться на фактическое энергетическое состояние объекта. Кроме того, нужно учитывать, что далеко не всегда весь эксплуатационный объект полностью находится в одной стадии разработки. Отдельные участки могут быть выработаны до четвертой стадии, другие до третьей, либо второй (это в основном относится к большим объектам, площадям либо месторождениям) [3].

Раннее форсирование нежелательно проводить по следующим причинам:

- быстрое снижение энергетики пластов, из-за высоких объемов отбора жидкости, вынужденное увеличение затрат на внедрение дополнительных нагнетательных скважин для поддержания необходимых объемов закачки ППД;

- раннее подтягивание контуров и конусов обводнения, блокирование отдельных целиков с нефтью;
- разрушение скелета породы-коллектора под влиянием сильных перепадов давлений, и кольматирование призабойной зоны вынесенными частицами;
- снижение эффекта от применения ФОЖ на поздних стадиях разработки, по причине преждевременного обводнения добываемой продукции [4].

Таким образом можно прийти к выводу, что применение форсированных отборов жидкости на поздних этапах разработки площади, залежи либо отдельного их участка является эффективным, и зачастую, необходимым инструментом оптимизации разработки. Однако, нередки случаи, когда специалисты в ходе предварительного анализа и прогноза ГТМ, сталкиваются с вопросом степени интенсивности форсирования той или иной скважины. Ведь при наличии необходимых условий форсирования (давление в пласте, его эффективная мощность, проницаемость, отсутствие осложняющих факторов – вынос песка, АСПО, эмульсий, и наличия достаточно обширного контура питания при редкой сетке скважин) текущий дебит жидкости можно повысить в два и более раз. Очевидно, что различные интенсивности режима форсирования впоследствии окажут разное влияние на показатели работы той или иной скважины, а также участка в целом.

Статистический анализ

С целью анализа различных режимов форсирования на скважинах участка Ромашкинского месторождения авторами был проведен статистический анализ.

В рамках работы были проанализированы все мероприятия с 2010 по 2020 гг., по объектам среднего и нижнего карбона, верхнего и среднего девона с условием того, что скважина до проведения мероприятия работала с

дебитом жидкости не более 30 т/сут, а прирост после составил не менее 20 т/сут. Данные условия были необходимы, чтобы в анализируемую выборку не попадали скважины, которые ранее уже работали с высоким отбором, во избежание искажения результатов анализа, а также для использования в статистике только значительных показателей форсирования, в период с 2010 по 2020 год были выявлено 1445 таких мероприятий.

Затем полученная выборка ГТМ была распределена на шесть групп в зависимости от объемов прироста жидкости. На рис. 1 приводится гистограмма количества мероприятий в группах приростов жидкости от 20-40, 40-60, 60-80, 80-100, 100-120, и более 120 т/сут.

В результате проведения анализа геолого-технических мероприятий на добывающих скважинах, наибольшее их количество вошло в первую группу с приростом дебита жидкости от 20 до 40 т/сут (49% от общего кол-ва ГТМ).

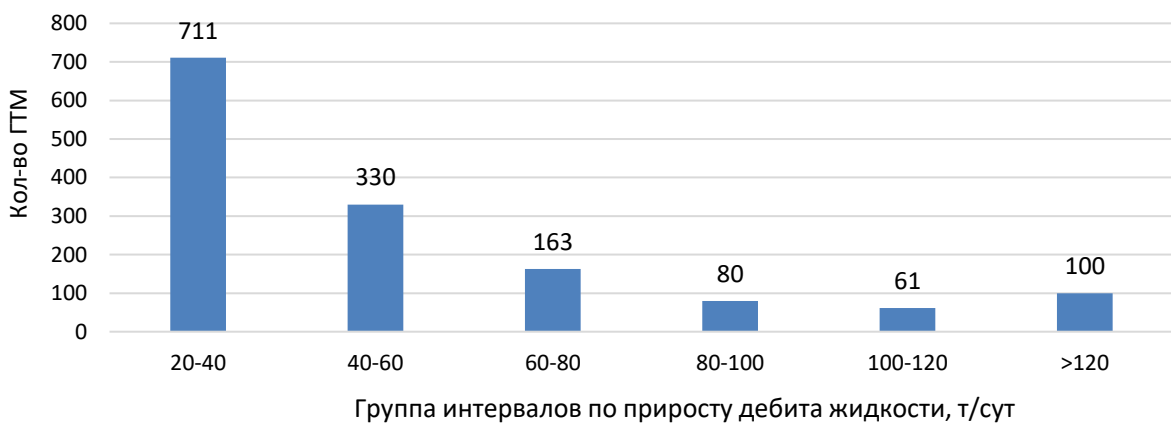


Рис. 1. Количество ГТМ в группах приростов жидкости

Далее были рассчитаны средние приросты дебита нефти в каждой из групп в первые три месяца после проведения мероприятия. На рис. 2 приводится гистограмма среднего прироста нефти в группах приростов жидкости.

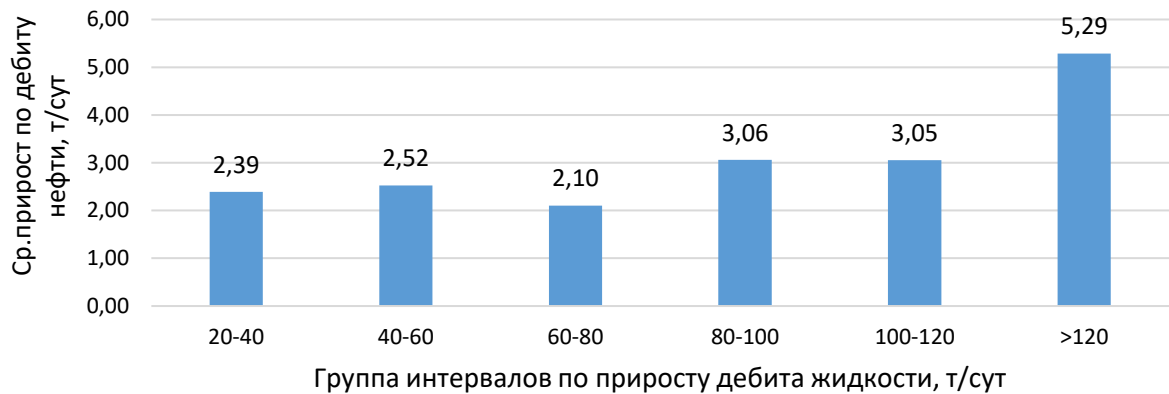


Рис. 2. Средний прирост нефти в группах приростов жидкости

По анализу гистограммы видно, что наибольший средний прирост дебита нефти отмечается в группе ГТМ, где форсирование дебита жидкости было более чем на 120 т/сут. Данный эффект показателей первоначальных приростов нефти упоминался в статье «Об эффективности форсированного отбора жидкости на поздней стадии разработки» [2], где на примере анализа форсирования скважин Абдрахмановской площади было установлено, что наибольший технологический эффект по нефти получен по тем пластам, где был произведен самый высокий прирост дебита жидкости, независимо от обводненности скважин на дату начала форсирования.

После этого был произведен анализ накопленных отборов нефти на скважинах, где проводились ГТМ за период один год после проведения мероприятия (накопленные показатели были просуммированы для каждой из групп). На рис. 3 приводится гистограмма суммы накопленных отборов нефти в группах приростов жидкости в разрезе по объектам.

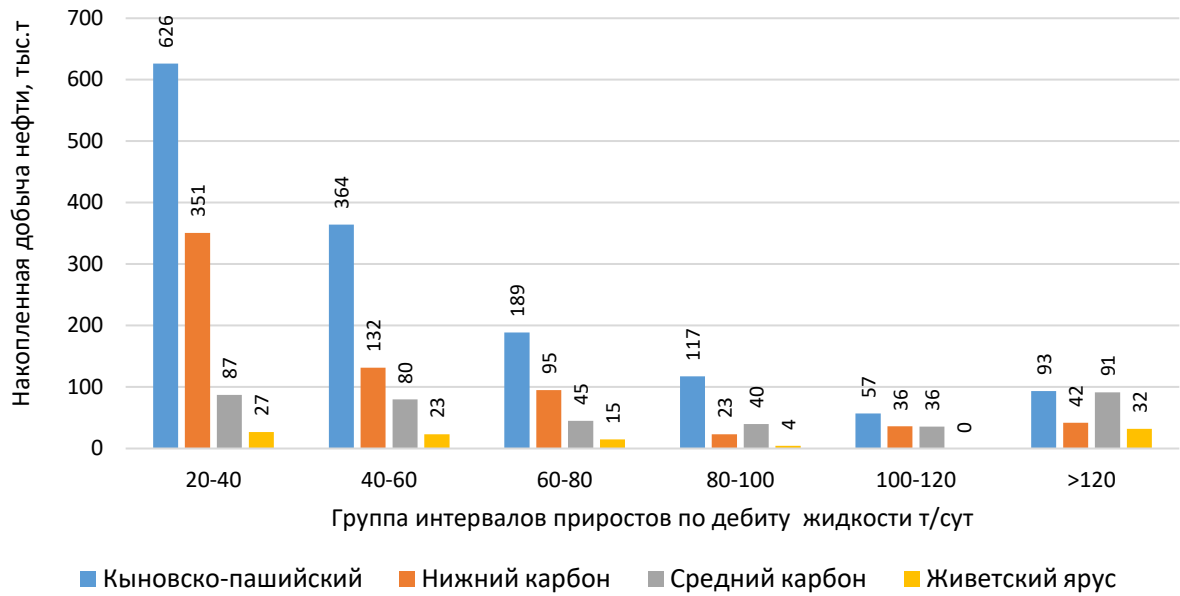


Рис. 3. Накопленная добыча нефти в группах приростов жидкости по объектам за период 1 год

Далее был рассчитан удельный накопленный отбор на одну скважино-операцию для каждой из групп. На рис. 4, 5 приводится гистограмма удельной дополнительной добычи нефти в группах приростов жидкости.

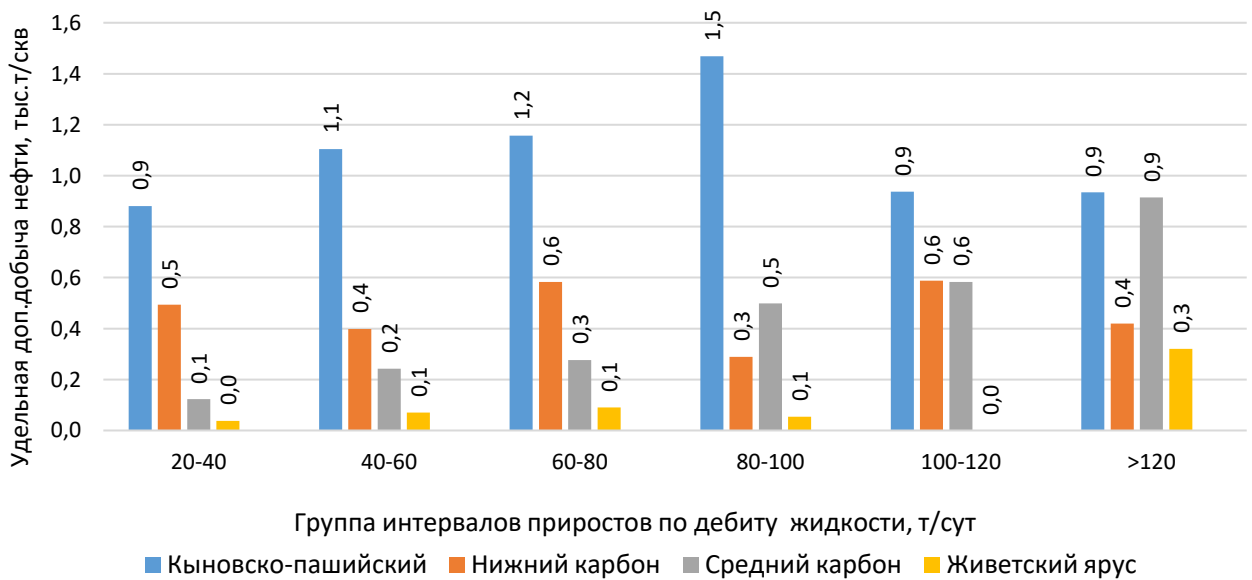


Рис. 4. Удельный прирост добычи нефти в группах приростов жидкости по объектам за период 1 год

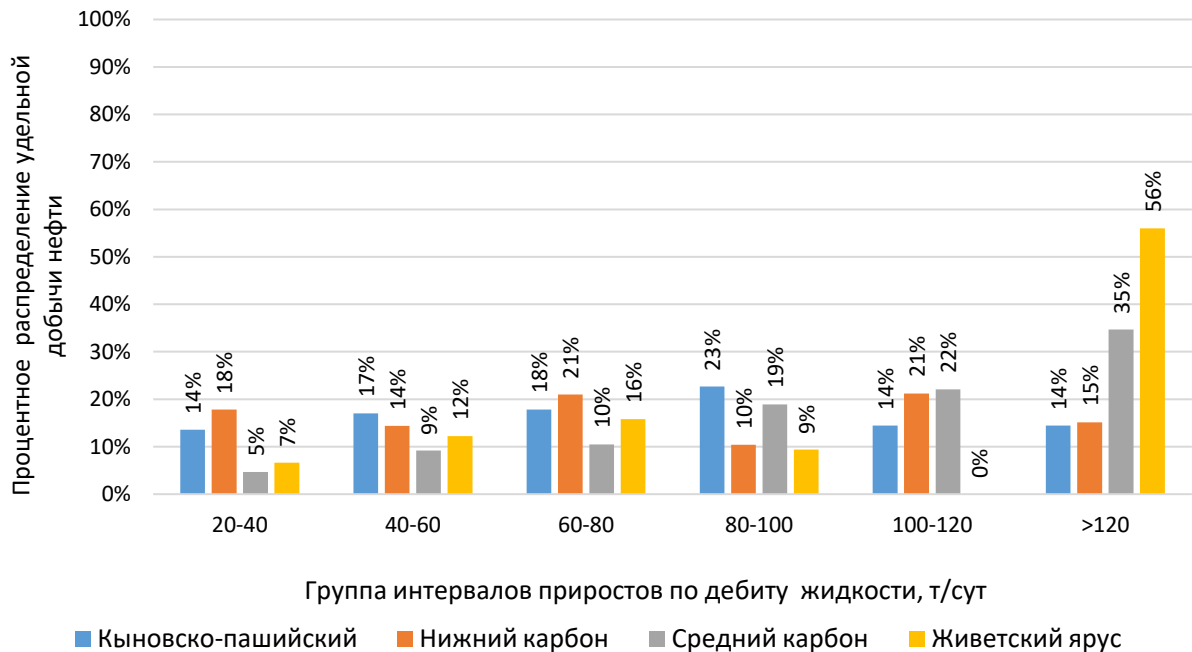


Рис. 5. Процентное распределение добычи нефти в группах приростов жидкости по объектам за период 1 год

Если наибольшие суммарные накопленные показатели нефти по отложениям девона и нижнего карбона отмечается в первой группе (20-40), что можно объяснить наибольшим количеством ГТМ, вошедших в эту группу, то удельная накопленная добыча нефти распределилась в различных пропорциях. Наибольшая удельная дополнительная добыча нефти по девону в группе 80-100, по нижнему карбону 100-120, по живету и среднему карбону в группе более 120. На втором месте по удельной доп. добычи нефти для девона и нижнего карбона группа 60-80.

После этого был произведен расчет накопленной добычи нефти на скважинах, где проводились ГТМ за период три и пять лет после даты проведения мероприятия.

На рис. 7, 8, 10, 11, приводятся гистограммы удельной дополнительной добычи нефти в группах приростов дебита жидкости за период три и пять лет после проведения ГТМ.

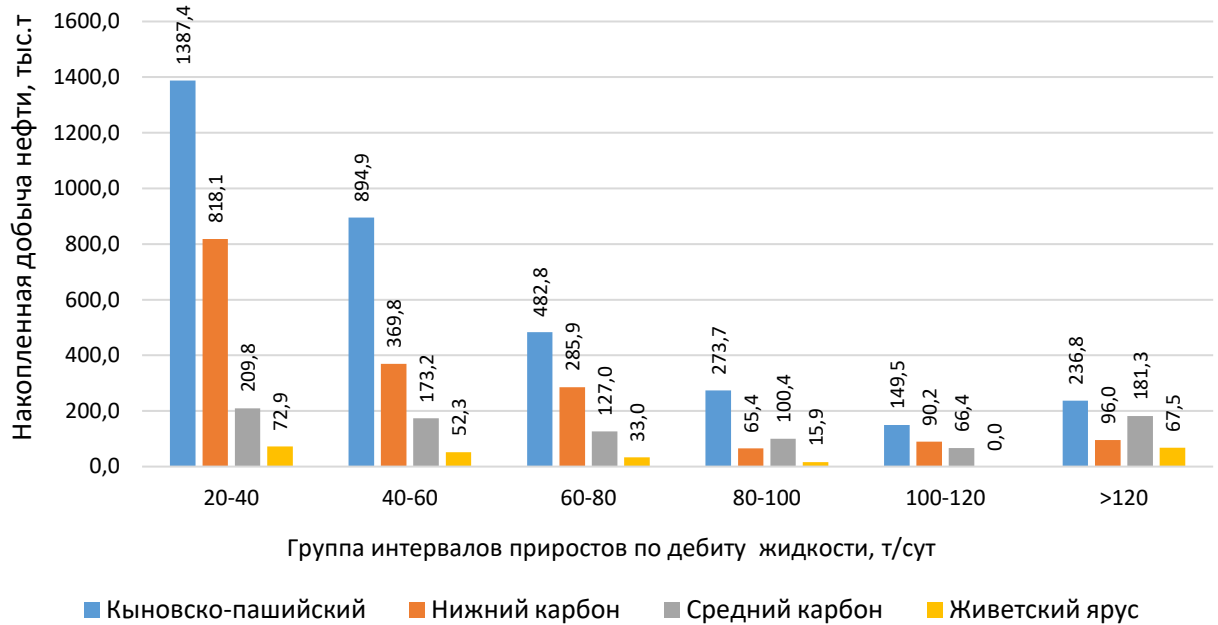


Рис. 6. Накопленная добыча нефти в группах приростов жидкости по объектам за период 3 года

Далее был рассчитан удельный накопленный отбор на одну скважино-операцию для каждой из групп. На рис. 7,8 приводится гистограмма удельной дополнительной добычи нефти в группах приростов жидкости.

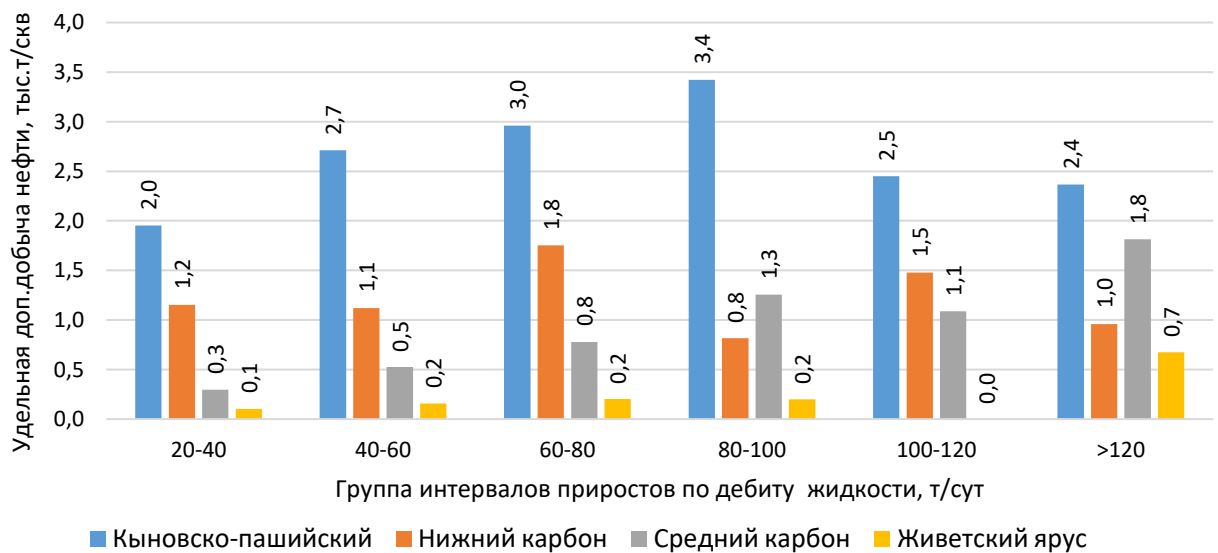


Рис. 7. Удельный прирост нефти в группах приростов жидкости по объектам за период 3 года

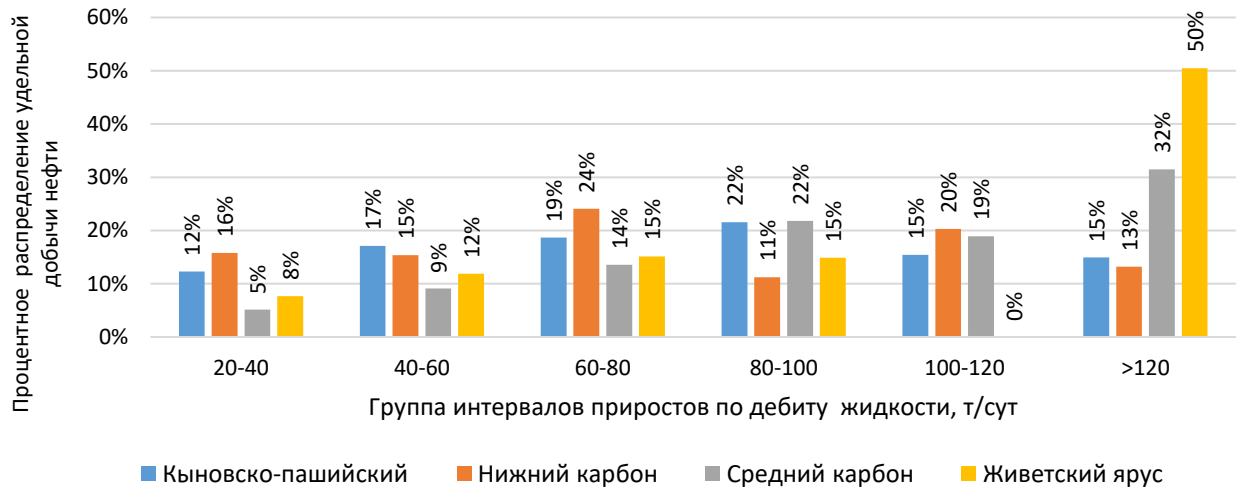


Рис. 8. Процентное распределение добычи нефти в группах приростов жидкости по объектам за период 3 года

Спустя еще два года после проведения ГТМ с приростом жидкости картина существенно не изменилась. Суммарные накопленные показатели нефти девона и нижнего карбона также лидируют в первой, наиболее многочисленной группе (20-40), удельная накопленная добыча по девону максимальна в группе 80-100. Наибольшая удельная дополнительная добыча нефти по нижнему карбону 60-80, а по среднему в группе 80-100, по нижнему карбону 100-120, по живету и среднему карбону в группе более 120. Группа 60-80 также на втором месте по удельной накопленной добычи основных объектов разработки.

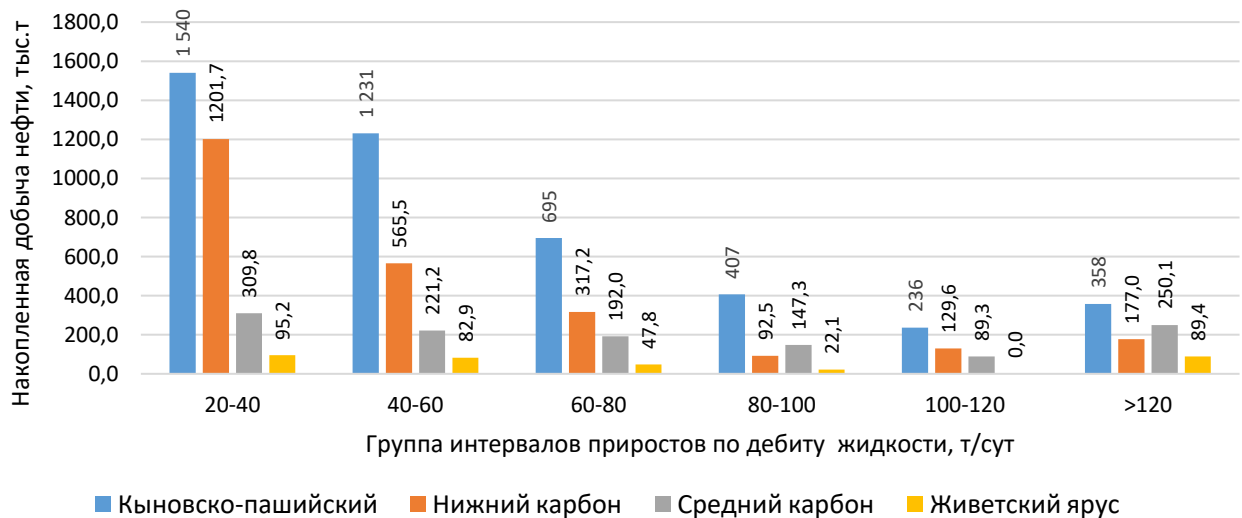


Рис. 9. Накопленные отборы нефти в группах приростов жидкости по объектам

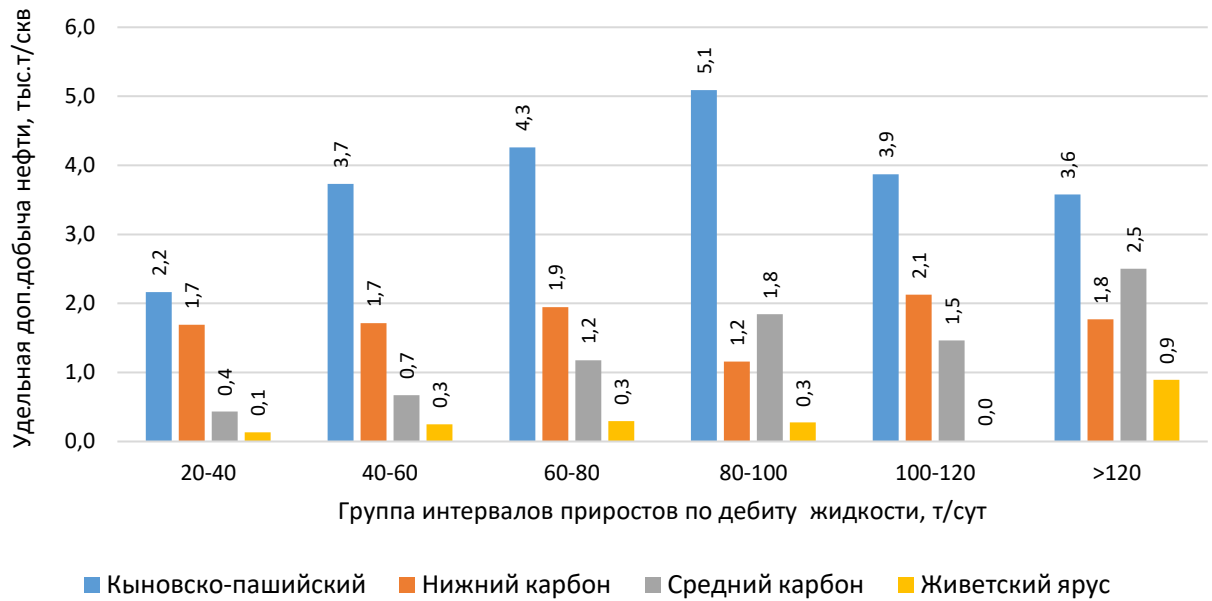


Рис. 10. Удельный прирост нефти в группах приростов жидкости по объектам

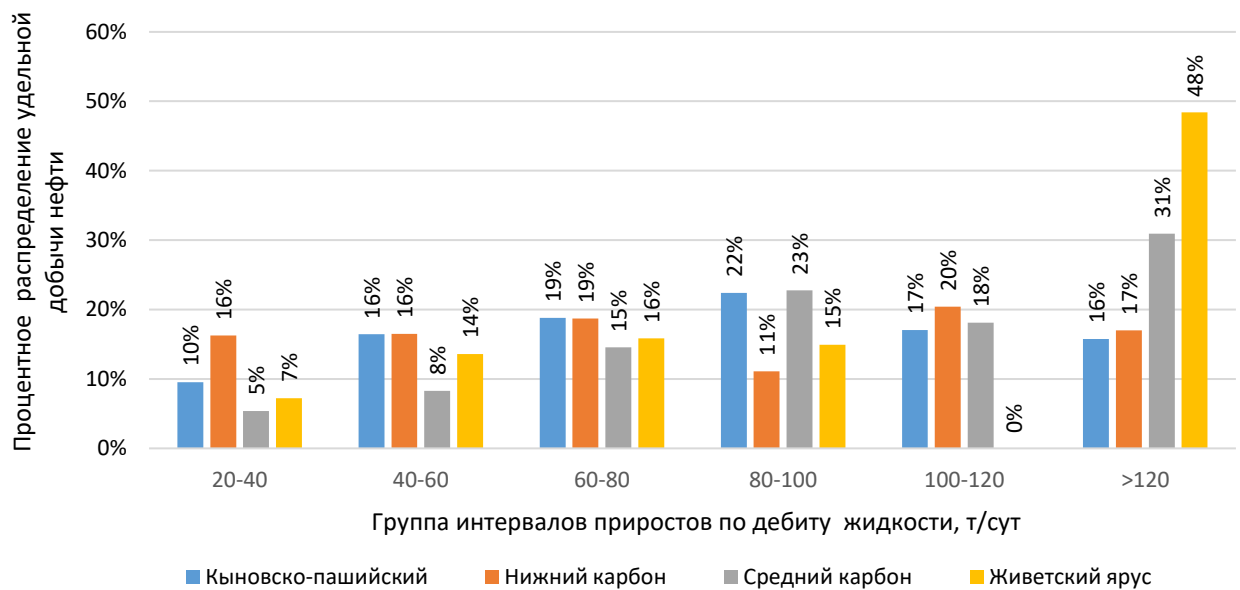


Рис. 11. Процентное распределение добычи нефти в группах приростов жидкости по объектам

Здесь следует учесть, что в данной работе не проводился детальный анализ состояния каждого участка проведения ГТМ, индивидуальные особенности скважины, влияние на работу окружающих скважин на участке и

т.д. Данные факторы представляют большую значимость и авторами планируется проведение дополнительных исследований в данном направлении в последующих работах.

Выводы

1. Применение форсированных отборов жидкости на анализируемом участке в большинстве случаев сопровождалось приростами дебита нефти. Наиболее значительные приросты за первые три месяца были отмечены в той группе скважин, где приросты дебита жидкости были более 120 т/сут относительно дебитов жидкости до проведения ГТМ.

2. Удельная накопленная добыча нефти за период один год после проведения ГТМ по данным анализа рознится в зависимости от объекта разработки. Так, на кыновско-пашийском объекте наибольшие удельные отборы за год были отмечены в группах приростов жидкости от 40 до 100 т/сут. На нижнем карбоне существенных различий между группами не отмечено, что говорит о возможном влиянии сторонних факторов, при этом скважины среднего карбона и живетского яруса показали лучшие отборы в группе увеличения дебита жидкости свыше 120 т/сут. Из этого можно сделать вывод, что скважины на этих объектах до проведения ГТМ работали намного ниже своего потенциала, а после форсирования, в связи с наличием высоких значений проницаемости разрабатываемого объекта (либо трещиноватости) и энергетической поддержки объемной водоносной части была отмечена интенсификация отборов запасов нефти в их контуре питания.

3. Удельные накопленные отборы нефти по прошествии трех лет в целом повторяют тенденцию первого года с небольшими изменениями. Исходя из данных анализа можно сделать вывод, что наиболее высокий накопленный отбор нефти скважин кыновско-пашийского объекта отмечены в диапазоне приростов жидкости от 40 до 100 т/сут. после проведения ГТМ. Нижний карбон показал наилучшие приросты в группах 60-80 и 100-120,

средний карбон и живетский ярус показали наилучшие приросты при форсировании более чем на 120 т/сут относительно исходных дебитов.

4. Анализ удельных накопленных отборов нефти по прошествии пяти лет, показывает, что ранее отмеченная тенденция сохраняется, однако, следует учесть, что за данный период времени на скважинах и участках форсирования было проведено значительное количество мероприятий, ремонтов, периодов простоя и т.д., но общая тенденция в целом сохранена. Результаты данного статического анализа подтверждают наличие факта увеличения вовлекаемых запасов, описываемого в статье «Об эффективности форсированного отбора жидкости на поздней стадии разработки» [2], однако следует учесть, что эффективность ФОЖ, зависит не только от особенностей конкретного объекта разработки, но и степени интенсивности форсирования. Оптимальная интенсивность должна быть достаточной для обеспечения нужных скоростей фильтрации для увеличения вовлеченных запасов, и в то же время не избыточной, во избежание преждевременного обводнения и потери потенциально извлекаемых запасов.

В данной работе не проводился детальный анализ динамики работы каждого участка проведения ГТМ, не затрагивались такие аспекты как: эффективные нефтенасыщенные толщины, проницаемость пластов, объемы закачки для компенсации отборов, обводненность продукции, влияние форсирования на работу окружающих скважин на участке. Данные факторы также представляют большую значимость и авторами планируется проведение дополнительных исследований в данном направлении в последующих работах.

Список литературы

1. Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН): учебное пособие. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2014. – 750 с.
2. Хисамов Р.С. Насыбуллин А.В. Нуртдинов Н.Р. Об эффективности форсированного отбора жидкости на поздней стадии разработки (на примере месторождений ПАО «Татнефть»). – Электронный научный журнал «Нефтяная провинция». 2016 № 3. - 37 с.
3. Муслимов Р.Х. Плотникова И.Н. Геолого-промысловый анализ состояния разработки нефтяных месторождений и прогнозирования добычи нефти // Геология и геохимия нефти и газа - 2011. -301 с.
4. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – Москва: Изд-во «Недра», 1985. -308 с. 44

References

1. Muslimov R.Kh. *Nefteotdacha: proshloe, nastoyashhee, budushhee (optimizatsiya dobychi, maksimizatsiya KIN)* [Oil recovery: Past, present and future (optimization of production, maximization of oil recovery factory)]. Kazan: Fan Publ., 2014. 750 P. (in Russian)
2. Khisamov R.S., Nasybullin A.V., Nurtadinov N.R. Efficiency of forced fluid recovery at the late stage of development (case studies from Tatneft's fields). *Neftyanaya Provintsiya [Oil Province]*. 2016, No. 3, p. 37 (in Russian)
3. Muslimov R.Kh. Plotnikova I.N. *Geologo-promyslovyi analiz sostoyaniya razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy i prognozirovaniya dobychi nefti* [Geological and field analysis of oil field development status and prediction of oil production]. *Geologiya i geokhimiya nefti i gaza [Geology and geochemistry of oil and gas]*, 2011, p. 301 (in Russian)
4. Surguchev M.L. *Vtorichnye i tretichnye metody uvelicheniya nefteotdachi plastov* [Secondary and tertiary oil recovery methods]. Moscow: Nedra Publ., 1985, p. 308 (in Russian)

Сведения об авторах

Хабардин Вадим Александрович, ведущий инженер, аспирант, Центр моделирования – Центр технологического развития ПАО «Татнефть», кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Высшая школа нефти (ВШН)
Россия, 423462, Альметьевск, ул. Тельмана, д. 88
E-mail: KhabardinVA@tatneft.ru

Гатин Данияр Рамилевич, инженер 2 категории, аспирант, Центр моделирования – Центра технологического развития ПАО «Татнефть», кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Высшая школа нефти (ВШН)
Россия, 423462, Альметьевск, ул. Тельмана, д. 88
E-mail: GatinDR@hq.tatneft.ru

Гиззатуллина Диана Фарвазовна, ведущий инженер, Центр моделирования – Центр технологического развития ПАО «Татнефть»
Россия, 423462, Альметьевск, ул. Тельмана, д. 88
E-mail: GizzatullinaDF@tatneft.ru

Authors

V.A. Khabardin, Lead Engineer, PhD Student, Modeling Center, Technological Development Center – PJSC TATNEFT, Chair of Oil and Gas Fields Development, Higher Petroleum School 88, Telman st., Almet'yevsk, 423462, Russian Federation
E-mail: KhabardinVA@tatneft.ru

D.R. Gatin, Engineer, PhD Student, Modeling Center, Technological Development Center – PJSC TATNEFT, Chair of Oil and Gas Fields Development, Higher Petroleum School 88, Telman st., Almet'yevsk, 423462, Russian Federation
E-mail: GatinDR@hq.tatneft.ru

D.F. Gizzatullina, Lead Engineer, Modeling Center, Technological Development Center–PJSC TATNEFT
88, Telman st., Almet'yevsk, 423462, Russian Federation
E-mail: GizzatullinaDF@tatneft.ru

Статья поступила в редакцию 05.02.2024

Принята к публикации 21.03.2024

Опубликована 30.03.2024