УДК 532.575.5

# ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ГАЗОВЫХ СКВАЖИН, ВСКРЫВАЮЩИХ НЕОКОМСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПОЛЯРНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ РАВНИНЫ

♦♦♦♦♦

# STUDY OF THE PRODUCTIVE CHARACTERISTICS OF GAS WELLS PENETRATING THE NEOCOMIAN DEPOSITS OF THE OIL AND GAS CONDENSATE FIELD OF THE POLAR PART OF THE WEST SIBERIAN PLAIN

**Петрушин Евгений Олегович**
начальник укрупнённого нефтепромысла № 4,
ООО «ННК – Северная нефть»
eopetrushin@yahoo.com

**Аннотация.** В статье показано, что по состоянию на 01.01.2024 г. на рассматриваемом месторождении выполнено 2066 газодинамических исследований по 397 эксплуатационным скважинам. Практически по всем скважинам, за исключением «новых», исследования выполнены от 3 до 10 раз, а по некоторым до 20 раз и более, что позволяет оценить не только динамику изменения продуктивной характеристики в процессе эксплуатации, но и влияние процесса длительной консервации отдельных скважин на их добывные возможности. На основе выполненного анализа результатов газодинамических исследований эксплуатационных скважин сделаны выводы о том, что: продуктивность скважин характеризуется значительной степенью неоднородности по площади эксплуатационных объектов; в период после освоения скважин до момента пуска в эксплуатацию продуктивная характеристика скважин не изменяется и не зависит от продолжительности консервации; в процессе эксплуатации отдельных скважин наблюдается улучшение продуктивности за счёт самоочистки призабойной зоны от продуктов бурения в среднем на 25–50 %, наиболее интенсивно процесс самоочистки призабойной зоны наблюдается в начальный период (до 3 месяцев) после пуска скважины в работу; как правило, процесс самоочистки призабойной зоны приводит к уменьшению фильтрационного коэффициента А при неизменном значении коэффициента В.

**Ключевые слова:** неоднородность по площади эксплуатационных объектов; характеристика эксплуатационного фонда скважин; добывные возможности скважин; оценка проектных и фактических коэффициентов фильтраций; анализ продуктивности скважин по индикаторным диаграммам; анализ результатов газодинамических исследований; продуктивная характеристика скважин.

**Petrushin Evgeniy Olegovich**
Head of the enlarged oil field № 4,
of «NNK – Severnaya neft»
Limited Liability Company

**Annotation**. The article shows that as of 01.01.2024, 2066 gas-dynamic studies have been performed on 397 production wells at the field in question. For almost all wells, with the exception of «new» ones, studies have been performed from 3 to 10 times, and for some up to 20 times or more, which makes it possible to assess not only the dynamics of changes in the productive characteristics during operation, but also the impact of the long-term conservation of individual wells on their production capabilities. Based on the analysis of the results of gas-dynamic studies of production wells, conclusions are made that: well productivity is characterized by a significant degree of heterogeneity across the area of production facilities; in the period after well development until the moment of commissioning, the productive characteristics of wells do not change and do not depend on the duration of conservation; During the operation of individual wells, an improvement in productivity is observed due to self-cleaning of the bottomhole zone from drilling products by an average of 25–50 %, the process of self-cleaning of the bottomhole zone is most intensively observed in the initial period (up to 3 months) after the well is put into operation; as a rule, the process of self-cleaning of the bottomhole zone leads to a decrease in the filtration coefficient «A» with an unchanged value of the coefficient «B».

**Keywords:** heterogeneity in the area of operational objects; characteristics of the operational well stock; production capabilities of wells; assessment of design and actual filtration coefficients; analysis of well productivity using indicator diagrams; analysis of gas-dynamic research results; productive characteristics of wells.

## Общие сведения о месторождении

Рассматриваемое месторождение расположено в северной части Западно-Сибирской низменности на юге Тазовского полуострова. В административном отношении территория входит в состав Надымского и Тазовского районов Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области.

В неокомском комплексе месторождения выявлены залежи углеводородов в отложениях тангаловской свиты в пластах от $БУ_{31}$ по $БУ_{92}$. Залежи газоконденсатные, в

нижней части продуктивной толщи – газоконденсатные с нефтяными оторочками, сложнопостроенные.

При пересчёте запасов по состоянию на 01.01.2024 г. выделено 17 подсчётных объектов: 6 – в готеривской части разреза (пласты $БУ_{31}$, $БУ_{41}$, $БУ^{3}_{42}$, $БУ_{61}$, $БУ_{62}$ и $БУ_{63}$) и 11 – в валанжинской (пласты $БУ_{7}$, $БУ_{80}$, $БУ^{1}_{80}$, $БУ^{2}_{80}$, $БУ_{81}$, $БУ_{82}$, $БУ_{83}$, $БУ_{90}$, $БУ_{91}$, $БУ^{1}_{91}$ и $БУ_{92}$).

**Анализ текущего состояния разработки**

С начала освоения нижнемеловых отложений месторождения подготовлено и утверждено в установленном порядке свыше 10 документов по разработке месторождения, среди них выделяются 3 крупные работы, в которых принимались решения об установлении максимальных уровней добычи и количестве эксплуатационных скважин, необходимых для их обеспечения. Каждый из указанных проектных документов базировался на основе уточнённых по результатам продолжающегося разбуривания представлений о геологическом строении месторождения, свидетельствующих о более сложном строении залежей и меньших запасах углеводородов.

Промышленная разработка нижнемеловых отложений началась в 1991 году, поэтапно, в условиях опережающего бурения скважин и задержки ввода производственных мощностей. Характеризуя динамику добычи, отметим, что на протяжении всего периода освоения наблюдается тенденция по увеличению годовых отборов углеводородов, величина которых в 2013 году достигла максимального значения в объёме 16,2 млрд $м^3$, что выше предусмотренной действующим проектным документом на 7,7 %.

В действующем проектном документе «Проект разработки …» (2019 г.) с учётом ранее принятых решений и фактической истории разработки все продуктивные пласты сгруппированы в 2 эксплуатационных объекта: I объект – $БУ_{31}$, $БУ_{41}$ и $БУ^{3}_{42}$; II объект – $БУ_{61}$, $БУ_{62}$, $БУ_{63}$, $БУ_{7}$, $БУ_{80}$, $БУ^{1}_{80}$, $БУ^{2}_{80}$, $БУ_{81}$, $БУ_{82}$, $БУ_{83}$, $БУ_{90}$, $БУ_{91}$, $БУ^{2}_{91}$, $БУ^{3}_{91}$ и $БУ_{92}$.

Сопоставление проектных и фактических показателей разработки в период 2020–2021 гг. свидетельствует, что отклонения в отборах пластового газа и конденсатообразующих углеводородов ($C_{5+}$), а также в объёмах добычи товарной углеводородной продукции в целом по нижнемеловым отложениям месторождения составили до 7 % в 2020 году и от 7 до 11,5 % в 2021 году. При этом несоответствия в их распределении по объектам эксплуатации и зонам УКПГ (УППГ) выражались ещё в большей степени и в основном определялись состоянием действующего фонда скважин и их продуктивной характеристикой.

Существенное увеличение добычи углеводородной продукции в этот период достигнуто благодаря повышению добывных возможностей скважин с помощью интенсификации притока газа методом ГРП, активно применяемого на месторождении с 2016 года по настоящее время. Проектные отборы конденсатосодержащего газа в 2020 году превышены на 0,5 млрд $м^3$ (или 4,8 %), несмотря на меньшее по сравнению с проектным количество скважин действующего фонда на 30 ед. В 2021 году при практически сопоставимом фонде также наблюдается превышение добычи газа за счёт увеличения добывных возможностей скважин и роста величины дренируемых запасов газа.

Сопоставляя показатели добычи газа и конденсата в рассматриваемый период (2020–2021 гг.), следует отметить несбалансированность их отклонений. Добыча конденсата, хотя и зависит от добычи газа, определяется в значительной степени и другими факторами, которые связаны с технологией разработки залежей и промысловой подготовкой добываемой углеводородной продукции.

Прежде всего, на объёмы добываемого с газом конденсата влияет характер распределения отборов углеводородной продукции по площади и разрезу нижнемелового продуктивного комплекса. Так, в 2020 году увеличение в добываемой смеси доли продукции скважин II объекта привело к изменению состава жидких углеводородов и повышению выхода нестабильного конденсата. Проведение мероприятий по ГРП позволило ввести и увеличить отбор газа из скважин, которые расположены в зонах с более высокими пластовыми давлениями, а, следовательно, и повышенным содержанием конденсатообразующих углеводородов, что также вызвало отклонения по сравнению с проектом.

В 2022 году подготовлен «Авторский надзор …», в рамках которого, не меняя основных решений действующего проектного документа, на основе анализа фактиче-

ского состояния разработки и обустройства, планов ввода мощностей, технологических режимов работы скважин и промысловых объектов уточнены проектные уровни добычи углеводородов (рис. 1) и скорректированы сроки бурения и ввода в эксплуатацию дополнительного фонда скважин.

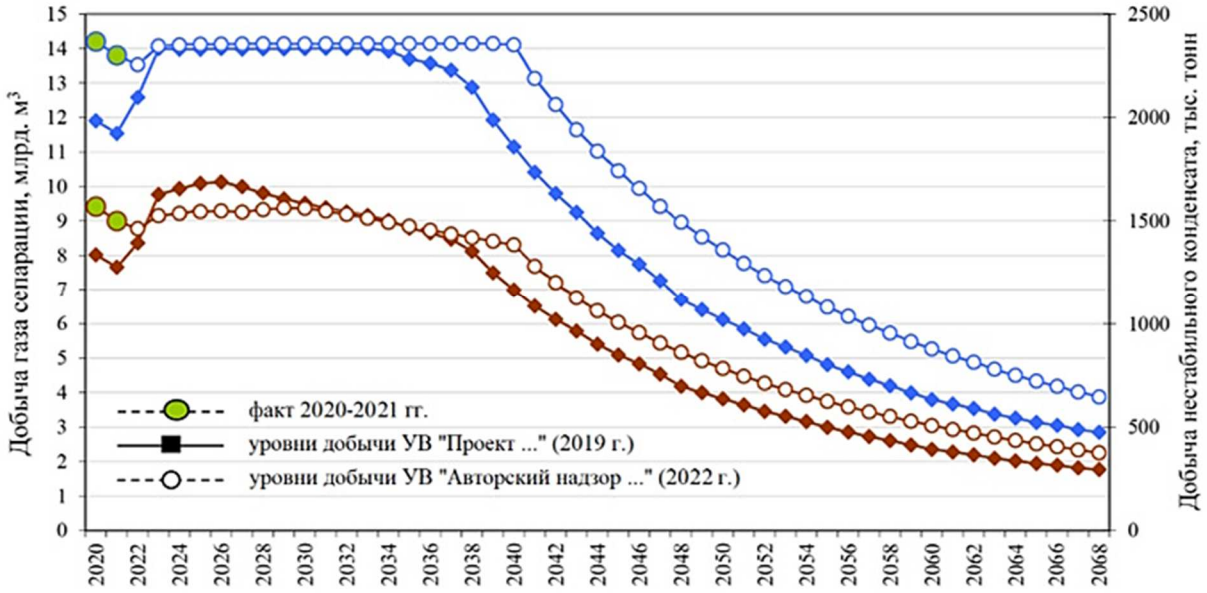


**Рисунок 1** – Сопоставление проектных уровней добычи УВ

Сопоставление проектных и фактических показателей разработки в период действия «Авторского надзора …» (2022–2027 гг.) свидетельствует, что по отборам пластового газа и конденсатообразующих углеводородов ($C_{5+}$), а также объёмам добычи товарной углеводородной продукции в целом по нижнемеловым отложениям месторождения отклонения находятся в пределах допустимых.

Фактические отборы конденсатосодержащего газа в 2018 году сложились ниже проектных на 0,5 % и составили 14,32 млрд м$^3$. Различия в уровнях добычи товарной продукции также были незначительными: по газу сепарации превысили проектный на 0,1 %, а по добыче нестабильного конденсата, напротив, оказались ниже проектной на 2,1 %, что объясняется характером распределения отборов углеводородной продукции по площади и разрезу нижнемелового продуктивного комплекса.

Как уже отмечалось ранее, основные решения «Проекта разработки …» предусматривали бурение дополнительных скважин с целью вовлечения в разработку ранее не дренируемых запасов газа II эксплуатационного объекта и выход на максимальный отбор пластового газа в объёме 15 млрд м$^3$/год.

Фактическое бурение скважин и обустройство новых кустов до 2021 года осуществлялось меньшими темпами, чем предусматривалось уточнёнными в рамках «Авторского надзора …» показателями разработки (табл. 1). На протяжении периода отставания нагрузка по обеспечению запланированного уровня добычи из залежей II эксплуатационного объекта осуществлялась существующим «старым» фондом, расположенным в центральной части площади газоносности.

**Таблица 1** – Проектная и фактическая динамика ввода «новых» газоконденсатных скважин в эксплуатацию

| Количество скважин | Годы | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
| Проектное | 22 | 3 | 13 | 13 | 15 |
| Фактическое | – | 8 | 30 | 15 | 10 |

Однако, несмотря на отставания в бурении и вводе «новых» скважин, указанный период характеризуется существенным наращиванием действующего фонда из числа бездействующих скважин за счёт выполнения работ по капитальному ремонту, интенсификации притока газа и достигнутой успешности проведения мероприятий. Низкие

добывные возможности скважин, вводимых из бездействия в центральной части площади газоносности после капитального ремонта, в зоне, характеризующейся существенной степенью выработки запасов газа и пониженным пластовым давлением (рис. 2), не позволили в полном объёме компенсировать добычу углеводородов, планируемую из скважин «нового» фонда (рис. 3). В результате отклонения в отборах пластового газа относительно проектных величин составили 2,1 %, 4,1 % и 9,4 % соответственно в 2019, 2020 и 2021 гг., а отклонения в технологическом режиме работы скважин имели ещё большие значения. Период 2022–2023 гг. характеризуется активным бурением и вводом в эксплуатацию скважин и приведением их количества в соответствии с проектными решениями. В результате по состоянию на 01.01.2024 г. фактически сложившийся действующий фонд газоконденсатных скважин с учётом достигнутой успешности по выводу скважин из бездействия в период после утверждения проектного документа по эксплуатационным зонам УКПГ (УППГ) превысил проектный от 6 (УППГ-2В) до 14 ед. (УКПГ-1В), а в целом по месторождению различия составили 38 ед.

**Рисунок 2** – Сопоставление динамики движения действующего фонда и пластового давления при разработке II эксплуатационного объекта

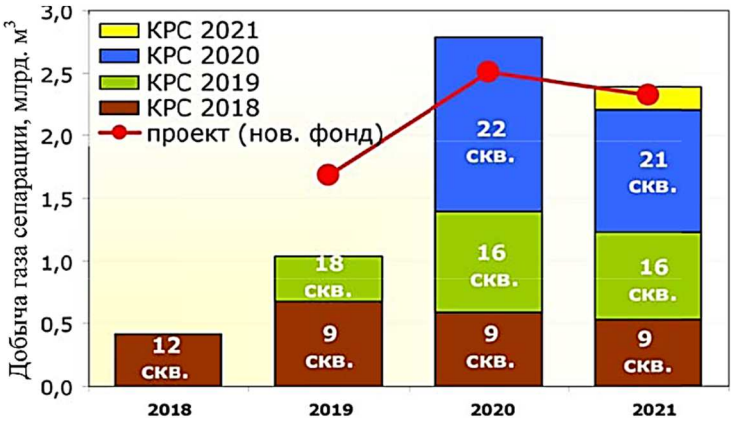


**Рисунок 3** – Сопоставление объёмов добычи газа сепарации скважинами, выведенными из бездействия в результате проведения работ по капитальному ремонту, с объёмами, предусмотренными новым фондом

Ввод «новых» скважин на периферийных участках залежей, характеризующихся более высоким пластовым давлением, в условиях работы скважин «старого» и «нового» фонда в единую систему сбора и подготовки повлёк осложнения в работе скважин «старого» фонда, что впоследствии могло привести к его остановке. В результате с целью предупреждения преждевременного выхода в бездействие скважин обоснована целесообразность увеличения нагрузки по отборам газа на «новый» фонд, что позволило снизить устьевое давление «новых» скважин и стабилизировать работу «старого» фонда, однако привело к увеличению отборов газа до 15,9 и 16,2 млрд м$^3$ в 2022 и 2023 гг. относительно 15 млрд м$^3$/год, предусмотренных проектным документом.

Отметим, что результаты бурения и испытания «нового» фонда (2019-2023 гг.), предусмотренного действующим проектным документом, выявили более сложное геологическое строение залежей, не подтверждающее используемую при проектировании в 2014–2015 гг. геолого-газодинамическую модель. Одним из свидетельств этого является снижение эффективных газонасыщенных толщин и двухфазное насыщение пласта $БУ_8^{3\text{-}1}$ в зоне размещения кустов 332, 333 и 334, установленное по результатам бурения двух вертикальных оценочно-эксплуатационных скважин. Основываясь на высоких геологических рисках и на технико-экономической оценке показателей добычи газа и конденсата, принято решение об отказе от бурения оставшихся 11 проектных скважин в указанном районе, а уже пробуренные скважины № 33201 и 33304 предложено использовать в качестве наблюдательных на пласты $БУ_8^{3\text{-}1}$ и $БУ_8^{1}$ соответственно. Таким образом, общее количество скважин, предусмотренных к добуриванию, сократилось со 107 до 96 ед., а предусмотренных для добычи газа и конденсата – до 94 ед.

В настоящее время завершено разбуривание периферийного фонда, предусмотренного действующим проектным документом, в эксплуатации находятся 63 «новые» скважины, в ожидании подключения 31 ед., сгруппированная на пяти кустовых площадках, находящихся в обустройстве (рис. 4).

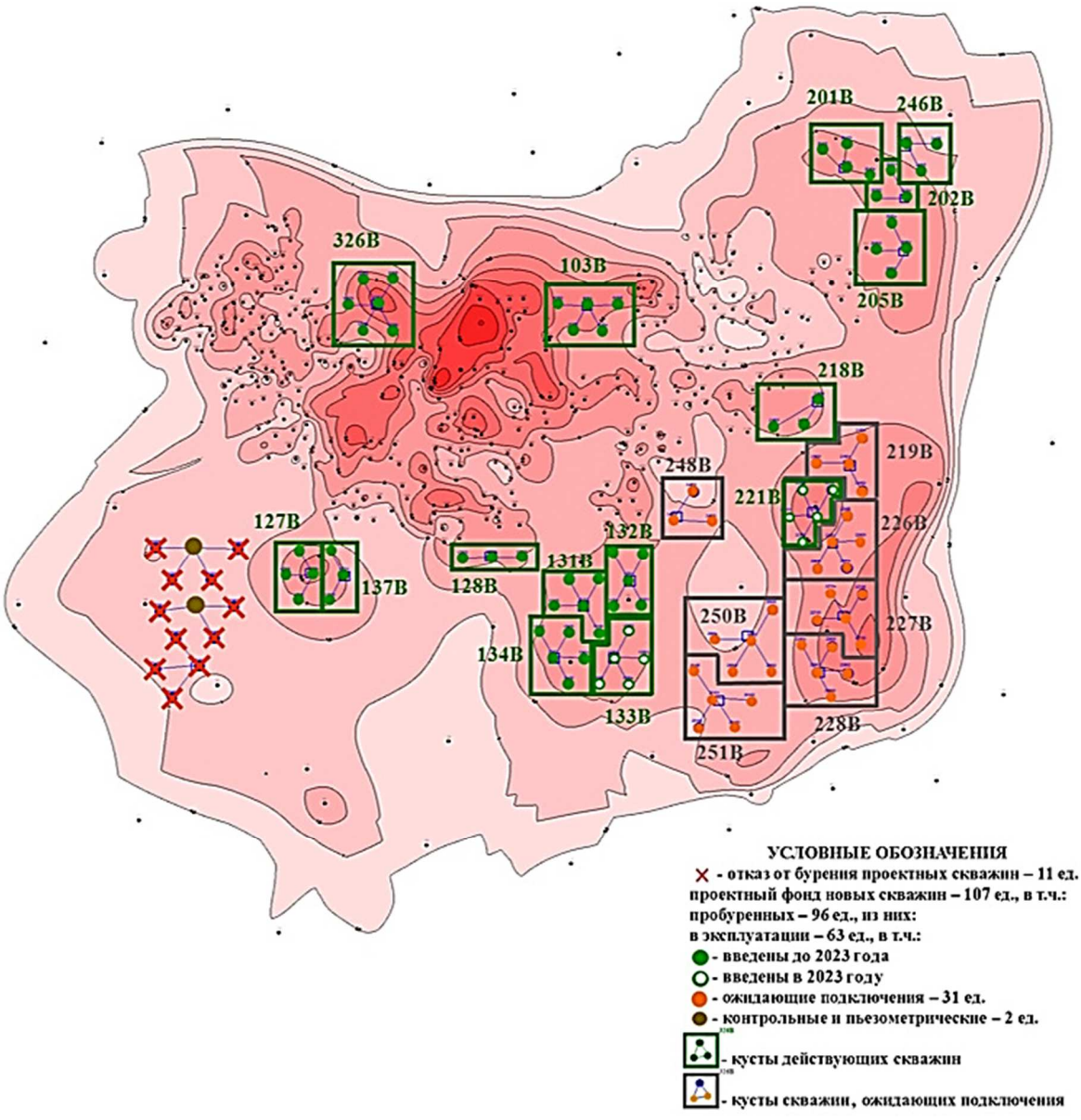


**Рисунок 4** – Схема размещения проектных и пробуренных скважин по состоянию на 01.01.2024 г.

По результатам подсчёта запасов и ТЭО КИН планируется выполнение работ по доразведке и доизучению нефтяных оторочек указанных пластов, и в случае подтверждения запасов – ввод оторочек в эксплуатацию в ближайшей перспективе.

Следует констатировать, что решения действующего проектного документа выполнены в полном объёме. Общий фонд скважин увеличился до 488 ед. или на 110 скважин, а действующий – со 196 до 287 ед. (табл. 2).

**Таблица 2** – Движение фонда скважин за период действия проектного документа

| Наименование | 2014 | 2023 |
|---|---|---|
| Эксплуатационный фонд, в т.ч.: | 331 | 408 |
| | + 77 | |
| – действующий; | 196 | 287 |
| | + 91 | |
| – бездействующий; | 91 | 65 |
| | – 26 | |
| – ожидающий подключения | 44 | 56 |
| | + 12 | |
| В консервации | 32 | 6 |
| | – 26 | |
| Контрольные | 15 | 37 |
| | + 22 | |
| Ожидающие ликвидации | 0 | 4 |
| | + 4 | |
| Ликвидированные | – | 33 |
| | + 33 | |
| Всего | 378 | 488 |
| | + 110 | |

В результате комплекса работ по сокращению простаивающего фонда последний сократился (без учёта 31 скважины «нового» фонда, ожидающей подключения) на 71 ед. или 43 %. Коэффициент использования фонда увеличился с 0,59 до 0,70 доли ед., достигая в отдельные периоды 0,83 доли ед.

Следует отметить, что достигнута и основная цель проектного документа – повышение величины дренируемых запасов газа, которая с 403 млрд м$^3$ увеличилась до 559 млрд м$^3$ за счёт не только ввода «новых» скважин, но и широкого применения гидравлического разрыва пласта, а прогнозируемая его величина по завершению ввода в эксплуатацию оставшихся пробуренных скважин (31 ед.) оценивается в 620 млрд м$^3$.

Уточнившееся по результатам бурения и испытания геологическое строение залежей и продуктивная характеристика скважин определили сложившиеся на сегодняшний момент различия в технологических режимах работы скважин и в уровнях добычи углеводородов.

Таким образом, в настоящее время нижнемеловой продуктивный комплекс рассматриваемого месторождения переживает очередной этап освоения, связанный с уточнившимся геологическим строением.

**Характеристика эксплуатационного фонда и добывных возможностей скважин**

Бурение скважин на нижнемеловые отложения месторождения осуществлялось в два основных этапа:

– *первый этап* (1986–1996 гг.) приурочен к началу освоения месторождения, в котором пробурено основное количество скважин, размещённых на ограниченной площади, составляющей 30–40 % от площади газоносности. В процессе бурения первоочередного эксплуатационного фонда ввиду низкой плотности разведочного фонда уточнялись представления о геологическом строении залежей, и решениями проектных документов менялось максимальное количество скважин, необходимых для полного вовлечения в разработку запасов газа. Ввод в эксплуатацию первоочередных скважин, пробуренных в период 1986–1996 гг., осуществлялся с задержкой, поэтапно с 1991 по 2002 гг. и связан с отставанием в строительстве мощностей для сбора и подготовки скважинной продукции (ввод УППГ-3В в 1996 году, УППГ-2В в 2001 году);

– *второй этап* эксплуатационного разбуривания приурочен к решениям действующего проектного документа, предусматривающего с 2016 по 2022 гг. бурение в периферийных частях II эксплуатационного объекта 107 дополнительных скважин. Фактически бурение в соответствии с уточнёнными сроками началось в 2019 году, и в настоящее время полностью завершено. В работе находятся 63 скважины, оставшиеся планируются к подключению в ближайшей перспективе.

Проектным документом для доизучения геологического строения залежей во всех новых кустах предусматривалось первоначально бурение вертикальных оценочно-эксплуатационных скважин. По результатам испытания двух из них принято решение об отказе от бурения оставшихся 11 эксплуатационных скважин. Пробуренные скважины после выполнения в них комплекса мероприятий используются в качестве наблюдательных на пласты $БУ_8^{3\text{-}1}$ и $БУ_8^1$ соответственно. Общее количество скважин для добуривания сократилось со 107 ед., предусмотренных проектом, до 96 ед., а ввод в эксплуатацию – до 94 ед.

Таким образом, по состоянию на 01.01.2024 г. фонд скважин, предназначенных для добычи газа и конденсата, а также контроля за процессом разработки, составил 488 ед., из которых 449 ед. числятся на балансе добывающего предприятия и 39 незавершённых строительством – на балансе бурового предприятия. Из 449 скважин 369 ед. эксплуатационные (действующие – 287 ед., бездействующие – 65 ед., ожидающие подключения и проведения дополнительных работ – 17 ед.); 34 скважины числятся наблюдательными, 3 – поглощающими, 6 – в консервации, 4 – ожидают ликвидации и 33 – ликвидированные по различным геологическим и техническим причинам (табл. 3).

**Таблица 3** – Характеристика пробуренного фонда газоконденсатных скважин

| Наименование | УКПГ-1В | УППГ-2В | УППГ-3В | Всего |
|---|---|---|---|---|
| Эксплуатационный фонд, в т.ч.<br>– действующий;<br>– бездействующий;<br>– ожидающий подключения | 139<br>116<br>22<br>1 | 110<br>81<br>15<br>14 | 120<br>90<br>28<br>2 | 369<br>287<br>65<br>17 |
| В консервации | – | 6 | – | 6 |
| Наблюдательные | 12 | 15 | 7 | 34 |
| Поглощающие | 3 | – | – | 3 |
| Ликвидированные | 19 | 8 | 6 | 33 |
| Ожидают ликвидации | 3 | 1 | – | 4 |
| **Итого** | **176** | **140** | **133** | **449** |
| На балансе предприятия-недропользователя | 4 | 32 | 3 | 39 |
| в т.ч. НЗП | 4 | 32 | 3 | 39 |
| **Всего** | **180** | **172** | **136** | **488** |
| Коэффициент использования фонда | 0,83 | 0,74 | 0,75 | 0,78 |

Действующий фонд 287 скважин, из которых 41 ед. (или 14 %) осуществляют добычу из залежей I эксплуатационного объекта и 246 ед. (86 %) из залежей II объекта. Суточный отбор пластового газа на 01.01.2024 г. составил 46,512 млн м$^3$, в том числе 6,076 млн м$^3$/сут. по I и 40,436 млн м$^3$/сут. по II объектам эксплуатации, при сопоставимых величинах среднего дебита скважин соответственно 148 и 164 тыс. м$^3$/сут. Рабочий дебит скважин варьирует в диапазоне от 69 до 303 тыс. м$^3$/сут. по I объекту эксплуатации и от 50 до 714 тыс. м$^3$/сут. по II объекту (рис. 5). Распределение общей добычи по зонам УКПГ (УППГ)-1В, 2В и 3В соответственно 35, 40 и 25 %.

По добывным возможностям все скважины условно разделяются на 3 группы:

1) с относительно низкими рабочими дебитами, не превышающими 100 тыс. м$^3$/сут.;

2) со средней продуктивностью от 100 до 200 тыс. м$^3$/сут. (наибольшая часть работающих скважин);

3) с относительно высокими дебитами, которые составляют более 200 тыс. м$^3$/сут.

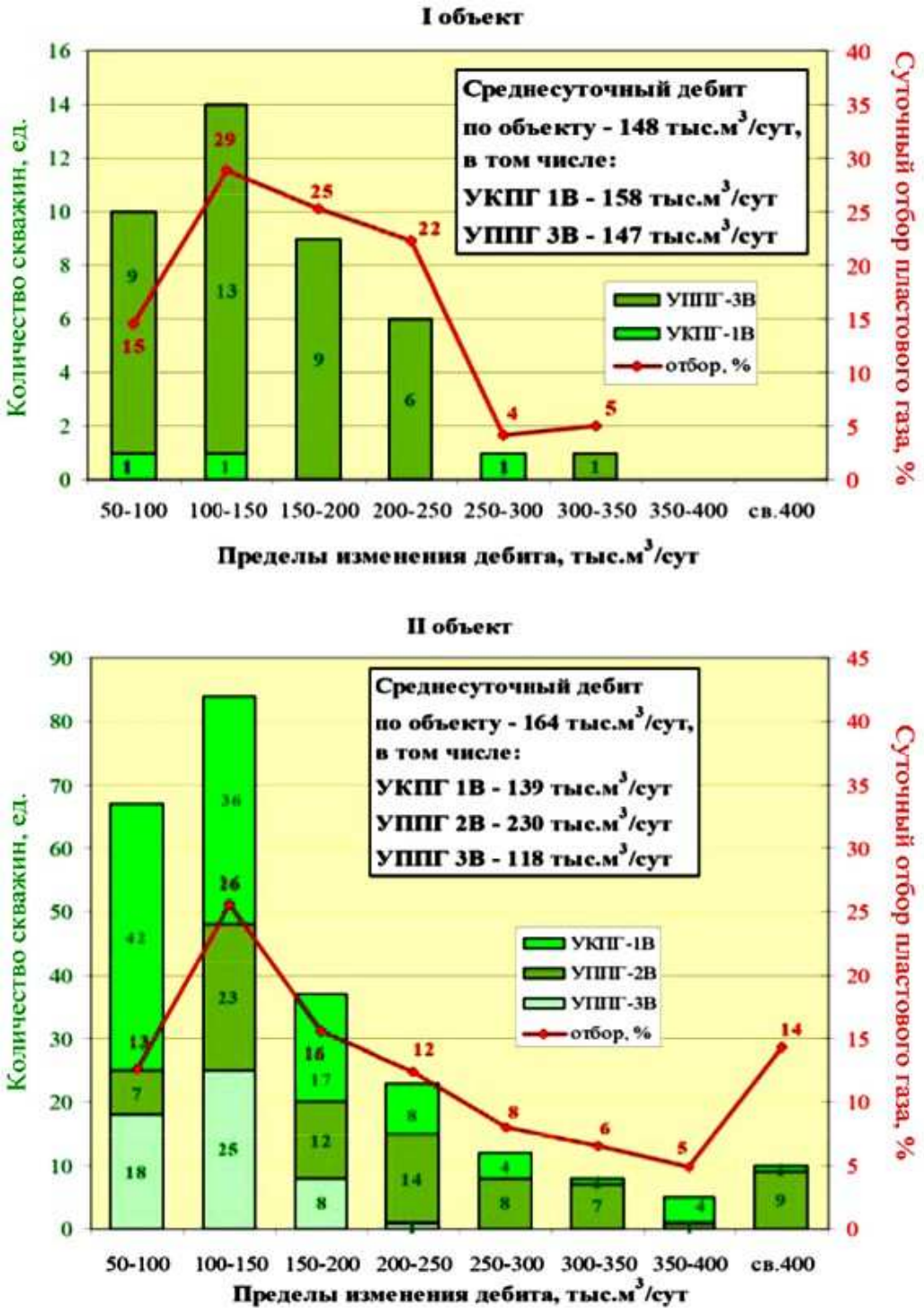


**Рисунок 5** – Гистограммы распределения дебитов скважин действующего фонда по состоянию на 01.01.2024 г.

Первая группа характеризуется нестабильностью в работе при наличии пластовой воды в продукции, незначительным температурным запасом и может потребовать работ по увеличению их продуктивности в ближайшей перспективе. Доля этих скважин по I и II объектам эксплуатации всё ещё высока и составляет соответственно 10 и 67 ед. или 24 % и 27 % от действующего фонда. Несмотря на значительное снижение доли низкодебитных скважин в период с 2003 по 2013 гг. мероприятиями по интенсификации притока газа методом ГРП, наряду с изоляцией интервалов, из которых поступает вода, установкой пакеров или цементных мостов, число этих скважин растёт. Большая часть из них теряет продуктивность в результате снижения пластового давления или

поступления пластовой воды из-за неудовлетворительного состояния цементного камня. Однако одной из причин ухудшения продуктивности, как свидетельствует анализ газодинамических исследований и результатов химического анализа проб жидкости, является наличие технической жидкости на забое, которое вызывает дополнительные сопротивления движению газа.

Возможно также ухудшение работы скважины из-за наличия слоя проппанта в работающих интервалах. После повторного ГРП продуктивная характеристика скважины № 11503 ухудшилась настолько, что её невозможно было эксплуатировать. По результатам ГИС в скважине отмечен слой проппанта и жидкости в НКТ, в результате ПЗП БУ82 закольматирована. Данную скважину после дополнительного капремонта удалось вывести из бездействия, в настоящее время она находится в действующем фонде. Скважины второй и третьей групп обеспечивают основной объём добычи углеводородной продукции (85 % по I и 87 % по II объекту), однако их работа в один газосборный коллектор также определяется добывными возможностями остальных скважин куста.

Основное количество действующих скважин I объекта (38 ед.) подключены к УППГ-3В, средний дебит которых в настоящее время составляет 147 тыс. м$^3$/сут. При этом наибольшее количество пластового газа (86 % от общего объёма) добывают 29 скважин со средней и относительно высокой продуктивной характеристикой. Остальная часть добываемого газа приходится на 9 скважин с относительно низкой продуктивностью, дебиты которых составляют 69–99 тыс. м$^3$/сут.

Три скважины I объекта, расположенные в районе УКПГ-1В, работают с дебитами 88, 130 и 255 тыс. м$^3$/сут. Причём для улучшения работы в двух скважинах произведён дострел пластов II объекта, однако относительно низкие коллекторские свойства интервалов приобщения дают незначительную прибавку в добывных возможностях, либо данные пласты не подключаются в работу, что подтверждается газодинамическими и геофизическими исследованиями. Так, по данным ГИС-контроля в скважине № 10404 (работает со средним дебитом) профиль притока после дострела пластов $БУ_8^1$, $БУ_8^2$ и $БУ_8^3$ практически не изменился. 75 % общего дебита даёт пласт $БУ_3^1$, пласты $БУ_8^1$ и $БУ_8^2$ слабо работают из-под уровня жидкости, а пласт $БУ_8^3$, имеющий высокие ФЕС, практически не работает.

Из 246 скважин, работающих на II объект эксплуатации, основное количество приходится на район УКПГ-1В и насчитывает 113 ед., что составляет 46 % от общего числа действующих скважин II объекта. Среднесуточный дебит скважин составляет 139 тыс. м$^3$/сут. При этом половина скважин (53 ед. или 47 % от действующего фонда II объекта УКПГ-1В) работают с дебитами в диапазоне 100–200 тыс. м$^3$/сут., а доля суточного отбора этими скважинами составляет 46 % от общего объёма добываемого пластового газа II объекта. 18 скважин с высокими дебитами (более 200 тыс. м$^3$/сут.) дают 34 % от отбора в целом по объекту. И лишь 20 % добычи обеспечивается 42 скважинами, работающими с дебитами от 50 до 99 тыс. м$^3$/сут.

Среднесуточный дебит скважин УППГ-2В составляет 230 тыс. м$^3$/сут., при этом только 9 % или 7 ед. от общего количества скважин (81 ед.) работают с дебитами ниже 100 тыс. м$^3$/сут., объём добычи газа по ним составляет всего 3 %. На 35 скважин со средними дебитами в диапазоне 100–200 тыс. м$^3$/сут. (43 % от общего количества) приходится 27 % отбираемого газа. Доля добычи скважин с дебитами более 200 тыс. м$^3$/сут. (39 ед. или 48 % от общего количества) максимальная и составляет 70 % от объёма всего добытого газа УППГ-2В. Следует отметить, что подавляющее большинство скважин, работающих с высокими дебитами, относятся к новым скважинам с субгоризонтальным окончанием, имеющим к тому же большой запас пластовой энергии.

В пределах УППГ-3В добыча газа из II объекта осуществляется 52 скважинами, что составляет 21 % от общего количества скважин действующего фонда II объекта. При среднем дебите скважин 118 тыс. м$^3$/сут. значительная их часть (18 ед.) работает с дебитами менее 100 тыс. м$^3$/сут., на долю которых приходится 24 % добычи газа II объекта УППГ-3В. Большую часть газа (51 %) добывают 25 скважин с дебитами в диапазоне 100–150 тыс. м$^3$/сут. Остальная часть (25 % от общего объёма добычи) прихо-

дится на скважины (9 ед.) с дебитами свыше 150 тыс. м$^3$/сут., причём их дебит (за исключением новой скважины № 32605) не превышает 200 тыс. м$^3$/сут. Это связано с наименьшим запасом пластовой энергии по месторождению в районе УППГ-3В.

**Оценка проектных и фактических коэффициентов фильтраций**

Первоначально при проектировании разработки нижнемеловых отложений обоснование продуктивной характеристики, а также технологического режима эксплуатации скважин производилось на основании обобщения результатов испытания и исследования 78 газонасыщенных интервалов в 26 разведочных скважинах. Из них только 24 объекта испытания были расположены в зоне непосредственного размещения эксплуатационных скважин. При этом газодинамические исследования большинства объектов в разведочных скважинах из-за низкой продуктивности выполнены некачественно, с нарушением общепринятых правил (недостаточное время работы, гидратообразование на режимах, узкий диапазон дебитов и др.), а при испытании отдельных интервалов в скважинах, вскрывших пласты $БУ_8^3$, $БУ_8^1$, $БУ_7$ и $БУ_6^1$, получены совместные притоки газа и воды. Оценка продуктивности в указанных скважинах выполнена условно. Ввиду недостатка исходной информации добывные возможности проектных скважин определены в целом по объектам эксплуатации с определённой долей погрешности. В результате в начальный период эксплуатации скважин II объекта на УКПГ-1В при сопоставимых значениях рабочих давлений на устье величины фактических дебитов в 1,2–1,5 раза превышали проектные.

Задержка ввода УППГ-3В и УППГ-2В привела к снижению пластового давления в этих районах, а соответственно и к снижению начальных рабочих дебитов скважин. Тем не менее, их фактические значения в начальный период работы соответствовали и даже были несколько выше проектных. В процессе эксплуатационного разбуривания существенно уточнилось геологическое строение залежей и запасы содержащихся в них углеводородов. По мере накопления данных уточнялись и фильтрационные параметры уравнения притока газа к забою скважин.

При корректировке проекта разработки продуктивная характеристика скважин уточнена на основе результатов дополнительных 352 исследований, выполненных по 195 эксплуатационным скважинам, а также результатам испытания 14 доразведочных скважин, из которых получены притоки газа.

При составлении «Проекта разработки нижнемеловых отложений нефтегазоконденсатного месторождения на полное развитие» использованы данные 1368 газодинамических исследований по 299 эксплуатационным скважинам, находящимся на балансе предприятия-недро-пользователя, и отражали реальную картину продуктивной характеристики газоконденсатных скважин по всей разбуренной площади месторождения. Полученные средние фильтрационные коэффициенты по объектам эксплуатации в пределах зон, а также в целом по месторождению приведены в таблице 4.

**Таблица 4** – Сопоставление проектной и фактической продуктивной характеристики скважин действующего фонда

| УКПГ | Объект эксплуатации | Коэффициенты фильтрационных сопротивлений | | | | Приведённый абсолютно свободный дебит (при $P_{пл}^{нач}$), тыс. м$^3$/сут. | | Относительное увеличение продуктивной характеристики, % |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | по состоянию на 01.01.04 | | по состоянию на 01.01.14 | | при проектировании разработки | по состоянию на 01.01.2024 г. | |
| | | A, $МПа^2 \cdot сут. / тыс. м^3$ | B, $(МПа^2 \cdot сут. / тыс. м^3)^2$ | A, $МПа^2 \cdot сут. / тыс. м^3$ | B, $(МПа^2 \cdot сут. / тыс. м^3)^2$ | | | |
| 1В | I | 0,40 | 0,00053 | 0,33 | 0,00023 | 830 | 1165 | 40,4 |
| | II | 0,84 | 0,00069 | 0,41 | 0,00040 | 748 | 1161 | 55,2 |
| 2В | II | 0,58 | 0,00045 | 0,51 | 0,00036 | 1003 | 1130 | 12,6 |
| 3В | I | 0,31 | 0,00026 | 0,17 | 0,00020 | 1146 | 1475 | 28,7 |
| | II | 0,37 | 0,00036 | 0,24 | 0,00022 | 1270 | 1707 | 34,4 |
| по месторождению | I | 0,32 | 0,00029 | 0,17 | 0,00018 | 1094 | 1540 | 40,8 |
| | II | 0,59 | 0,00049 | 0,40 | 0,00034 | 970 | 1247 | 28,5 |

Сопоставление проектных (на 01.01.2014 г.) и фактических фильтрационных параметров скважин действующего фонда (на 01.01.2024 г., без учёта скважин, эксплуатирующих совместно 2 объекта) свидетельствует, что наибольшее увеличение текущей продуктивности достигнуто по II объекту УКПГ-1В. В целом по II объекту относительное увеличение продуктивной характеристики составило 28,5 %. По I объекту продуктивность скважин от уровня 2014 года увеличилась более существенно (40,8 %).

В настоящее время (по состоянию на 01.01.2024 г.) выполнено 2066 газодинамических исследований по 397 эксплуатационным скважинам, находящимся на балансе предприятия-недропользователя, а также вышедших из бурения, но на рассматриваемую дату на баланс не принятых. Практически по всем скважинам, за исключением «новых», исследования выполнены от 3 до 10 раз, а по некоторым до 20 раз и более, что позволяет оценить не только динамику изменения продуктивной характеристики в процессе эксплуатации, но и влияние процесса длительной консервации отдельных скважин на их добывные возможности.

Анализ результатов исследования скважин эксплуатационного фонда свидетельствует об их значительной неоднородности по продуктивной характеристике. Так, величина абсолютно-свободного дебита, являющегося обобщённой характеристикой продуктивности скважин, приведённая к начальному пластовому давлению, изменяется от 400–600 тыс. м$^3$/сут. до 1500–2000 тыс. м$^3$/сут., достигая в отдельных случаях 3000 тыс. м$^3$/сут. и более. Лучшей продуктивной характеристикой обладают скважины I и II объектов эксплуатации в районе УППГ-3В. Средние величины приведённых к начальному пластовому давлению абсолютно-свобод-ных дебитов скважин по этой зоне составляют для I объекта 1408 тыс. м$^3$/сут., по II объекту – 1724 тыс. м$^3$/сут. На других участках месторождения их величины несколько ниже и составляют по II объекту в районе УКПГ-1В и УППГ-2В соответственно 1156 и 985 тыс. м$^3$/сут.

Средние значения параметров фильтрационных сопротивлений по пробуренным скважинам с учётом изменения их продуктивности в процессе эксплуатации представлены в таблице 5 и свидетельствуют, что скважины, находящиеся в простое, обладают более высокими значениями фильтрационных параметров, а, следовательно, и худшей продуктивной характеристикой и добывными возможностями. В простаивающих скважинах для вывода их из бездействия по возможности были приобщены или I, или II объекты с применением технологий интенсификации притока, в основном гидроразрыва пласта, что существенно улучшило продуктивную характеристику этих скважин.

**Таблица 5** – Средняя продуктивная характеристика эксплуатационных скважин по результатам стандартных исследований на 01.01.2024 г.

| УКПГ | Объект эксплуатации | Фонд скважин, ед. | | Средние значения коэффициентов фильтрационных сопротивлений скважин | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | по всему фонду | | по действующему фонду | | по простаивающему фонду | |
| | | действующий | простаивающий / в т.ч. не выходят на режим* | A, $МПа^2 \cdot сут. / тыс. м^3$ | B, $(МПа^2 \cdot сут. / тыс. м^3)^2$ | A, $МПа^2 \cdot сут. / тыс. м^3$ | B, $(МПа^2 \cdot сут. / тыс. м^3)^2$ | A, $МПа^2 \cdot сут. / тыс. м^3$ | B, $(МПа^2 \cdot сут. / тыс. м^3)^2$ |
| 1В | I | 1 | 0/0 | – | – | 0,33 | 0,00023 | – | – |
| | II | 107 | 18/3 | 0,41 | 0,00040 | 0,41 | 0,00040 | 0,43** | 0,00042** |
| | I + II | 8 | 5/0 | 0,28 | 0,00061 | 0,18 | 0,00039 | 0,72 | 0,00166 |
| 2В | II | 81 | 55/10 | 0,63 | 0,00043 | 0,51 | 0,00036 | 0,96** | 0,00059** |
| 3В | I | 34 | 9/1 | 0,19 | 0,00022 | 0,17 | 0,00020 | 0,37** | 0,00064** |
| | II | 43 | 14/2 | 0,22 | 0,00022 | 0,24 | 0,00022 | 0,16** | 0,00024** |
| | I + II | 13 | 9/5 | 0,28 | 0,00050 | 0,28 | 0,00060 | 0,27** | 0,00032** |

* в скважинах текущая продуктивная характеристика не установлена;
** без учёта скважин с неопределённой текущей продуктивностью

Анализ динамики продуктивности скважин эксплуатационного фонда, представленный в таблице 6, показал, что в 29 скважинах I объекта и 148 скважинах II объекта, что соответствует 66 % и 47 % от общего количества, произошло улучшение добывных возможностей, связанное в основном с проведением работ по интенсификации притока методом ГРП, а также с самоочисткой призабойной зоны от продуктов бурения.

**Таблица 6** – Изменение продуктивной характеристики скважин действующего фонда после интенсификации притока методом ГРП на 01.01.2024 г.

| УКПГ | Объект эксплуатации | Количество скважин действующего фонда после проведения ГРП | Коэффициенты фильтрационных сопротивлений | | | | Увеличение продуктивности скважин |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | до ГРП | | после ГРП (текущие) | | |
| | | | A, $МПа^2 \cdot сут. / тыс. м^3$ | B, $(МПа^2 \cdot сут. / тыс. м^3)^2$ | A, $МПа^2 \cdot сут. / тыс. м^3$ | B, $(МПа^2 \cdot сут. / тыс. м^3)^2$ | |
| 1В | I | 1 | 1,51 | 0,0056 | 0,33 | 0,0002 | 4,80 |
| | II | 64 | 1,65 | 0,0017 | 0,24 | 0,0004 | 3,29 |
| | I + II | 3 | 1,17 | 0,0031 | 0,16 | 0,0004 | 3,48 |
| 2В | II | 49 | 1,22 | 0,0017 | 0,40 | 0,0003 | 2,74 |
| 3В | I | 8 | 0,42 | 0,0006 | 0,13 | 0,0001 | 2,82 |
| | II | 27 | 0,55 | 0,0008 | 0,18 | 0,0003 | 1,96 |
| | I + II | 10 | 0,45 | 0,0009 | 0,23 | 0,0005 | 1,43 |
| по объекту I | | 9 | 0,45 | 0,0007 | 0,14 | 0,0001 | 2,89 |
| по объекту II | | 140 | 1,15 | 0,0014 | 0,29 | 0,0003 | 2,65 |
| совместно I + II | | 13 | 0,54 | 0,0013 | 0,30 | 0,0009 | 1,29 |
| по месторождению | | 162 | 1,00 | 0,0013 | 0,27 | 0,0003 | 2,53 |

В трёх скважинах I объекта и 96 скважинах II объекта, что соответствует 7 % и 30 %, продуктивность оставалась стабильной на протяжении всего периода их эксплуатации. Однако приведённые данные по неизменной продуктивности скважин II объекта на рассматриваемую дату не отражают реальную действительность, так как в «новых» скважинах (73 ед.) и трёх скважинах после ГРП исследования проведены только один раз. Фактически продуктивность не изменилась в 20 скважинах, что соответствует 6 % от общего количества. В 12 скважинах I объекта и 74 скважинах II объекта (27 % и 23 %) произошло ухудшение добывных возможностей.

В скважинах, эксплуатирующих совместно оба объекта, продуктивность улучшилась в 12 скважинах (34 % от общего количества), ухудшилась в 16 скважинах (46 %) и в 7 – не изменилась (20 %).

**Анализ продуктивности скважин по индикаторным диаграммам**

Примеры индикаторных диаграмм, показывающих в динамике постоянную продуктивность скважин, либо её улучшение или ухудшение, приведены на рисунках 6–9. Скважина № 12404 (рис. 6) работает с постоянной продуктивностью.

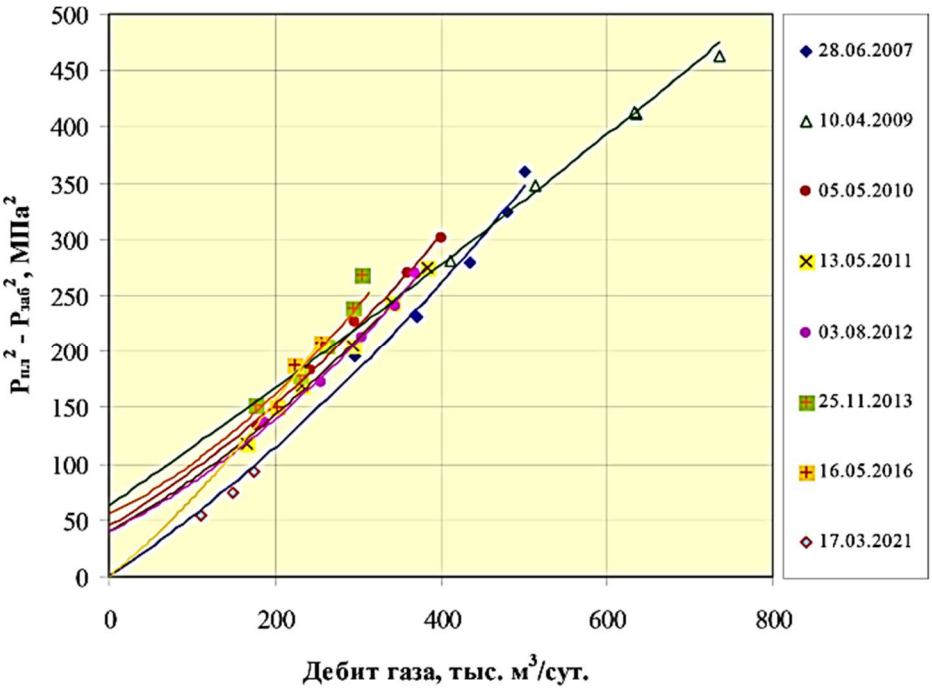


**Рисунок 6** – Индикаторные диаграммы по скважине № 12404 (II объект)

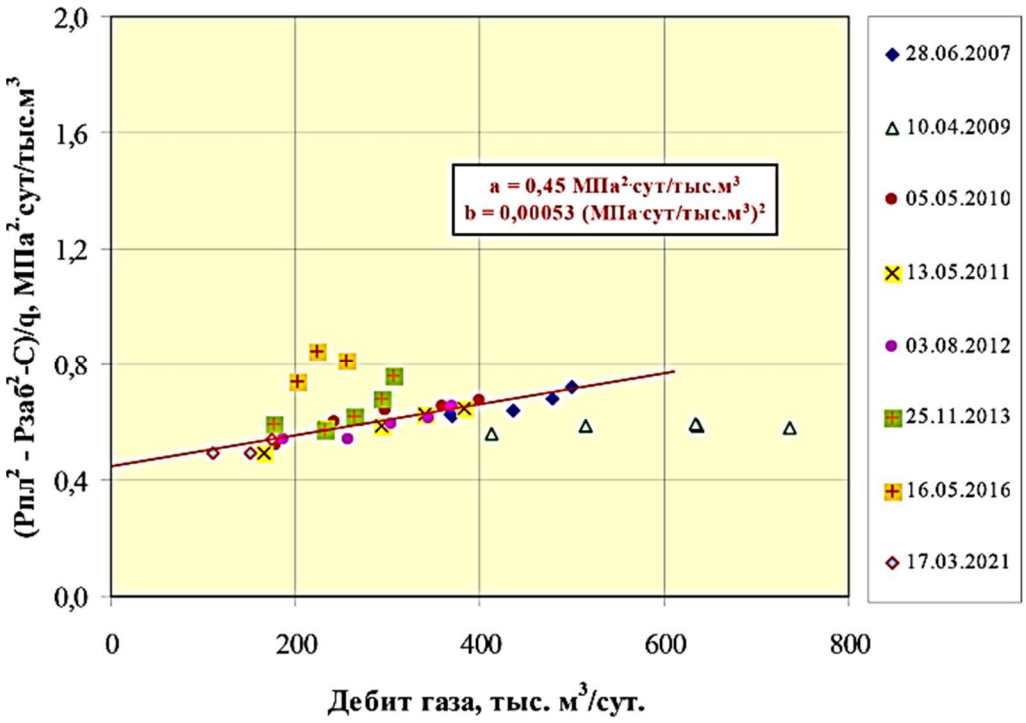


**Рисунок 6** – Окончание

В скважине № 31208 (рис. 7) с 2007 по 2019 гг. происходило постепенное улучшение работы в процессе самоочистки призабойной зоны пласта, в результате её продуктивность возросла на 60 % от начальной.

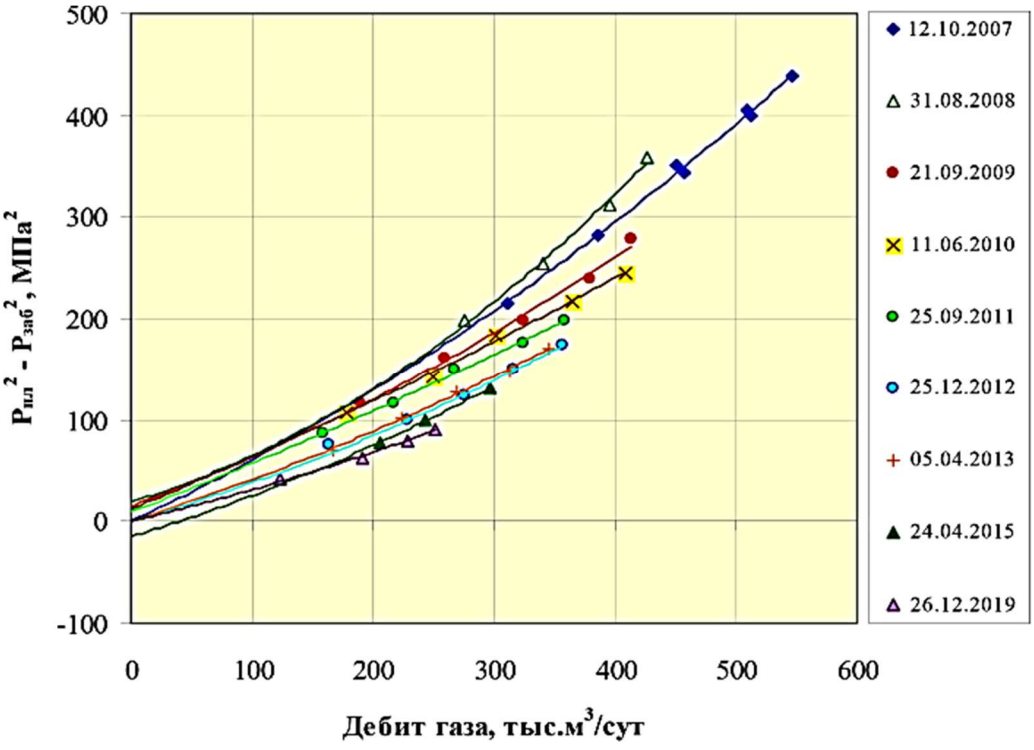


**Рисунок 7** – Индикаторные диаграммы по скважине № 31208 (II объект)

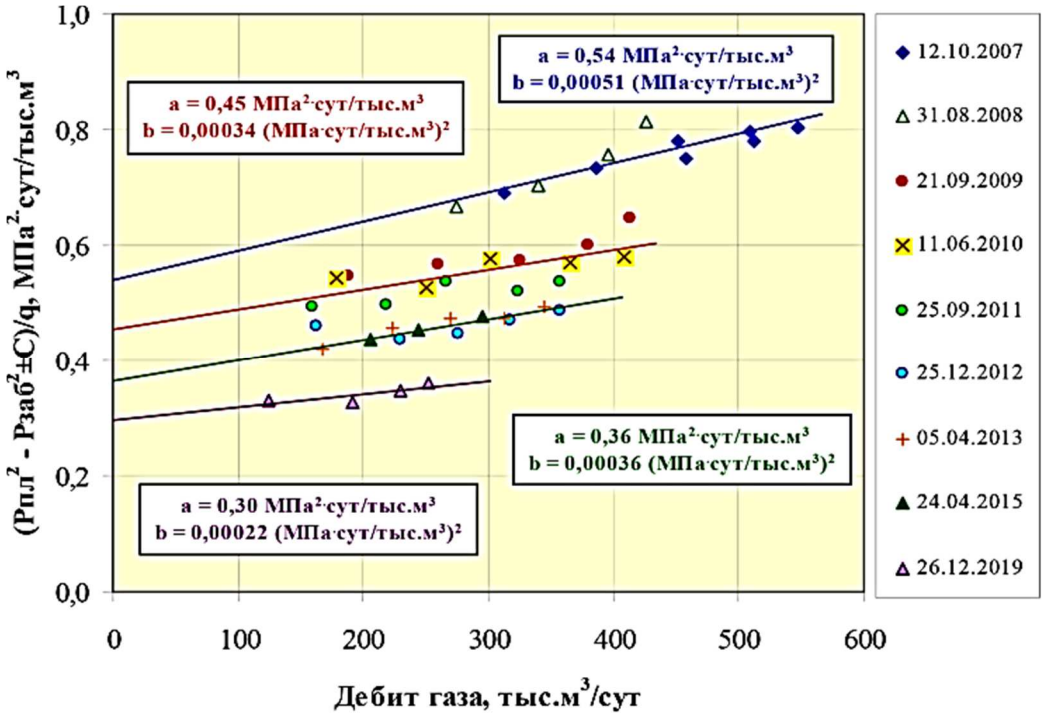


**Рисунок 7** – Окончание

Пример резкого увеличения продуктивности показан по скважине № 30908 (рис. 8), где в первые годы за счёт самоочистки работа скважины улучшилась незначительно (на 14 % от начальной), однако после гидроразрыва пласта её продуктивность возросла в 5,4 раза. Однако не всегда из-за поступления воды скважину приходится останавливать.

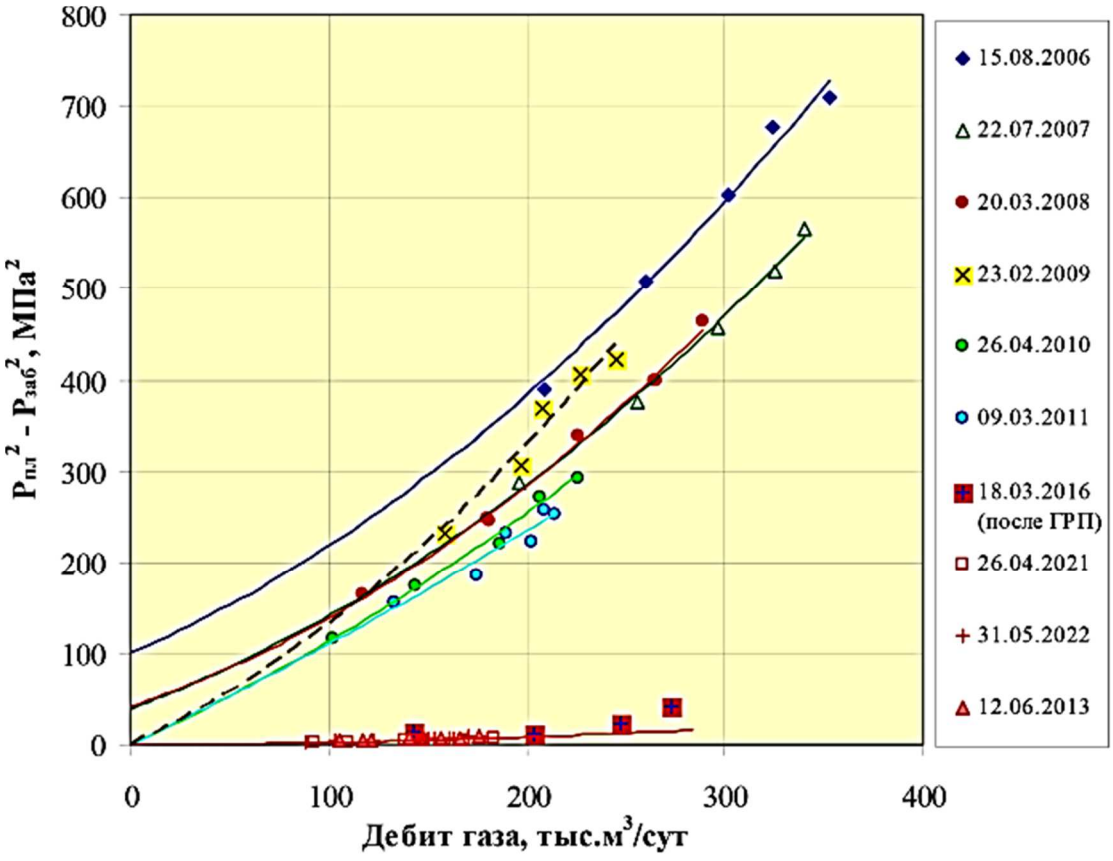


**Рисунок 8** – Индикаторные диаграммы по скважине № 30908 (II объект)

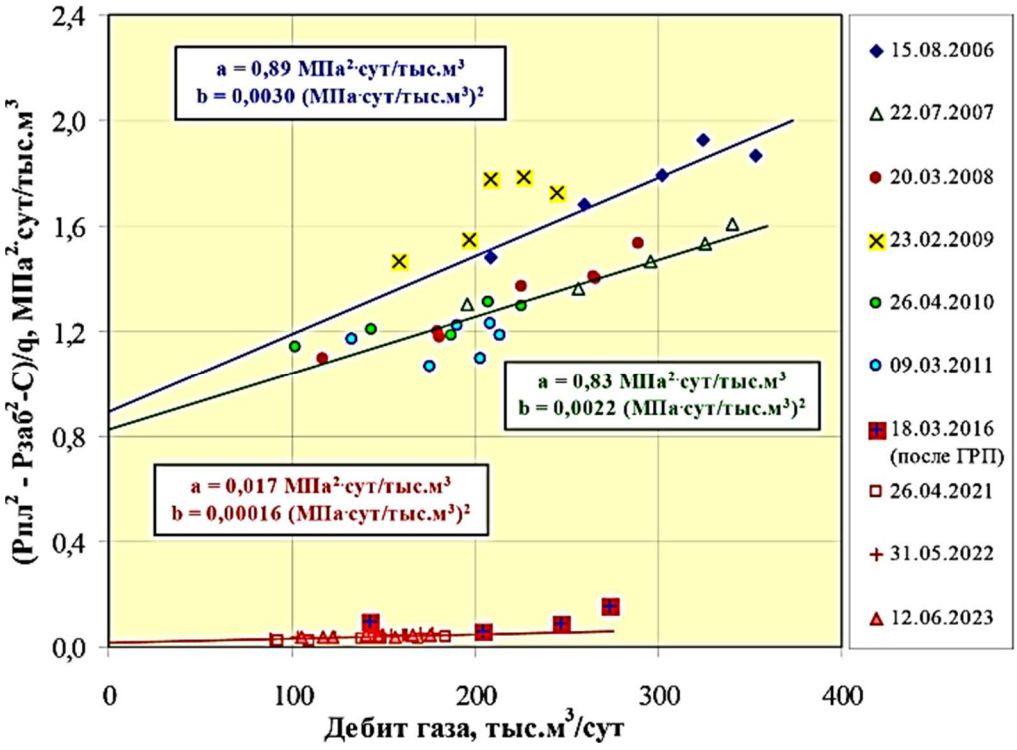


**Рисунок 8** – Окончание

В скважине № 22401 (рис. 9), которая после ГРП в 2013 году работала практически с постоянной продуктивностью до 2021 года (незначительное улучшение отмечено после 2016 года), из-за поступления воды добывные возможности резко снизились. Установленный пакер негерметичен, но продуктивность скважины стала ниже только на 40 %, и она продолжает оставаться в действующем фонде.

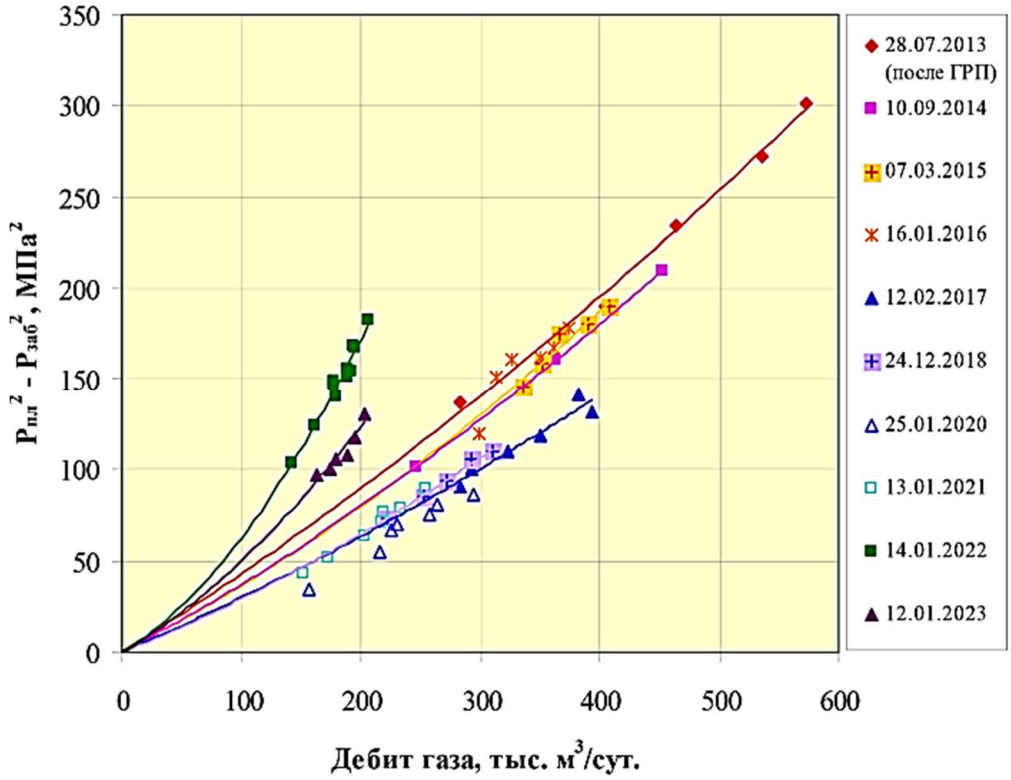


**Рисунок 9** – Индикаторные диаграммы по скважине № 22401 (II объект)

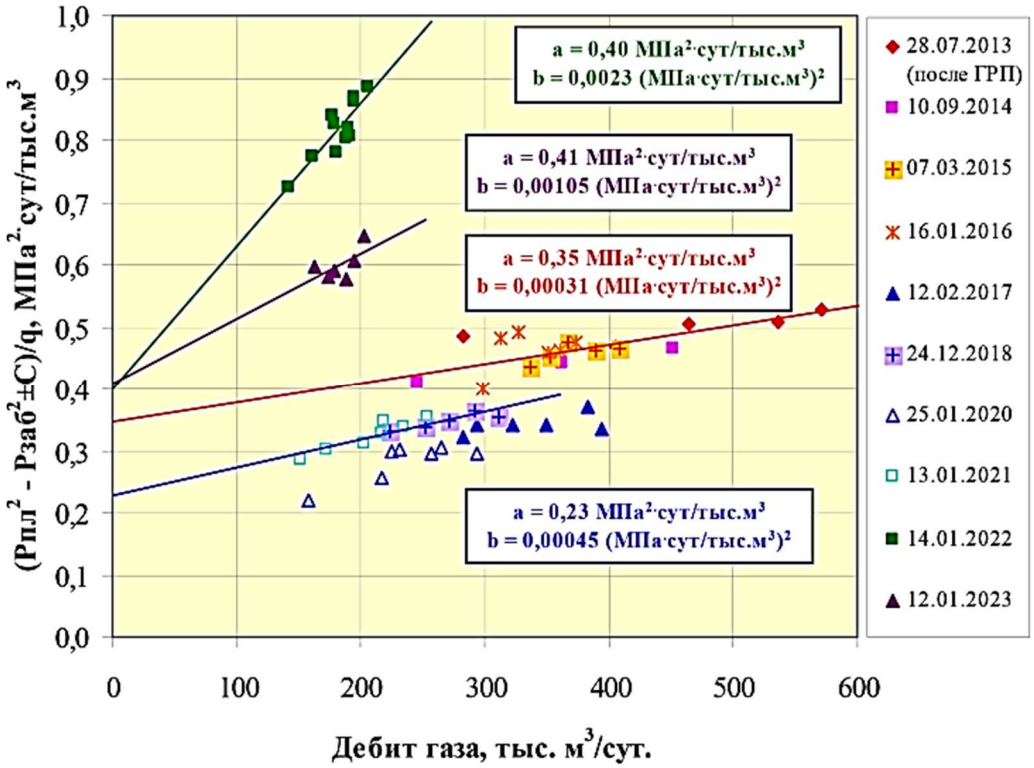


**Рисунок 9** – Окончание

Относительно невысокая продуктивность скважин, а также её значительное различие в пределах одного куста, вызвало трудности в эксплуатации как в момент запуска, так и в дальнейшем, по мере снижения пластового давления. Данное обстоятельство предопределило принятие решения об интенсификации притока в низкопродуктивных скважинах с применением современных технологий. Начиная с 2012 года, на месторождении стали применять гидроразрыв пласта, который уже в 2013 году показал высокую эффективность.

В период с 2013 по 2023 гг. две трети эксплуатационного фонда скважин (240 ед.) охвачены данным методом интенсификации притока. Кроме того, к текущему моменту в значительной части скважин (35 ед.) произведено приобщение либо нижележащего, либо вышележащего объекта. Соответственно, в значительной мере изменялась в этот период и продуктивная характеристика скважин. В настоящее время из числа эксплуатирующих оба объекта 14 скважин по разным причинам простаивают, в том числе 5 из них не выходит на рабочий режим. Из 168 скважин, выведенных из бездействия в результате проведения ГРП, в действующем фонде на 01.01.2024 г. находится 162 скважины. Часть скважин выбыла из действующего фонда по причине обводнения.

Результаты выполненных газодинамических исследований по 162 действующим на 01.01.2024 г. скважинам (56 % от всего действующего фонда), по которым проведены работы по гидроразрыву пласта, свидетельствуют, что их средняя продуктивная характеристика увеличилась в пределах УКПГ (УППГ) от 1,4 до 3,3 раз (исключая I объект УКПГ-1В из-за незначительного числа объектов осреднения, где коэффициент увеличения выше) (табл. 6).

В целом по месторождению продуктивность действующих на 01.01.2024 г. 162 скважин, подвергшихся ГРП, выше в 2,5 раза, чем до проведения мероприятий по интенсификации. Улучшение продуктивной характеристики скважин после проведения мероприятий по интенсификации притока резко изменило их добывные возможности (рис. 10–12).

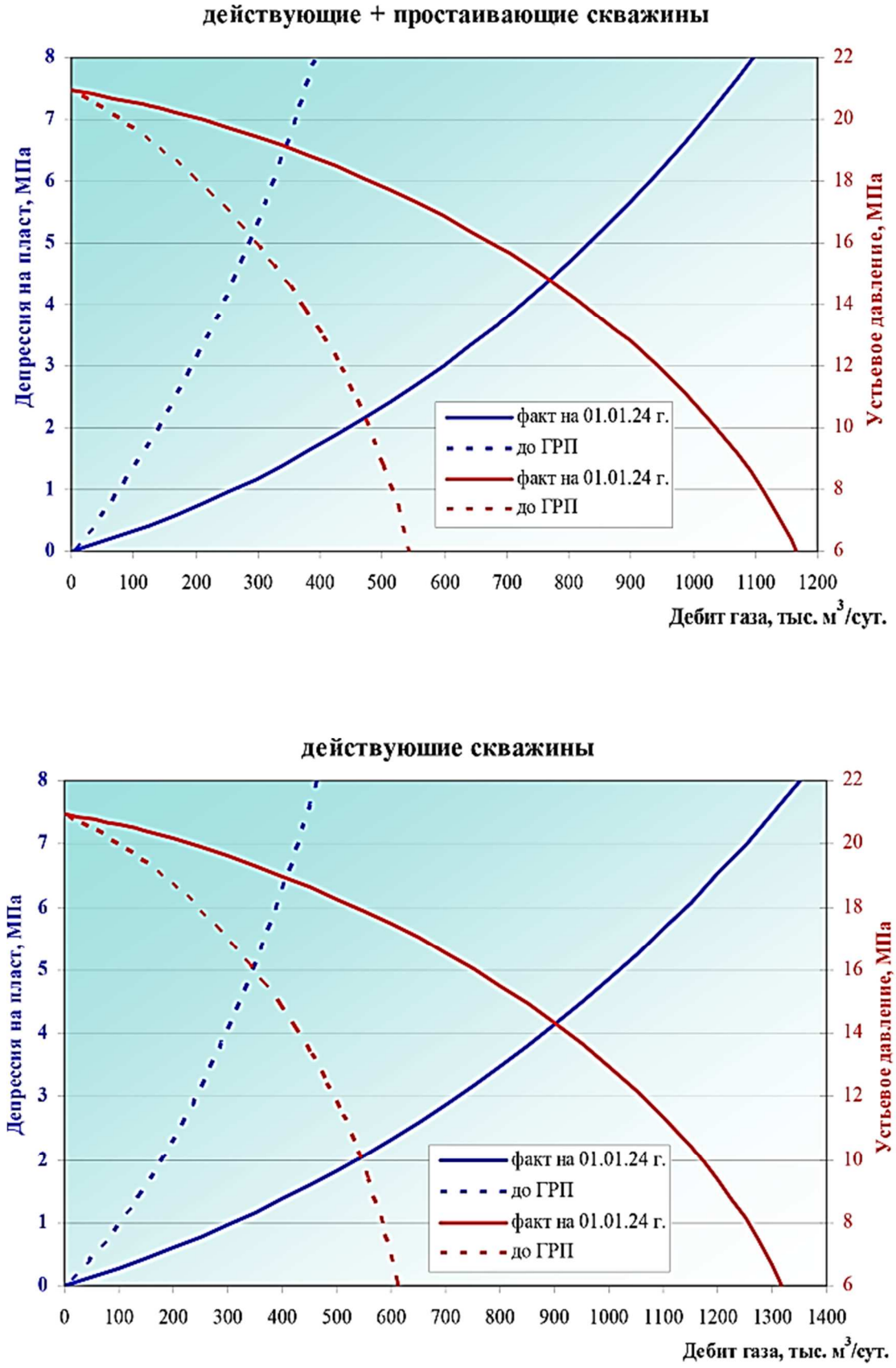


**Рисунок 10** – Средние добывные возможности эксплуатационных скважин I объекта после проведения ГРП на 01.01.2024 г.

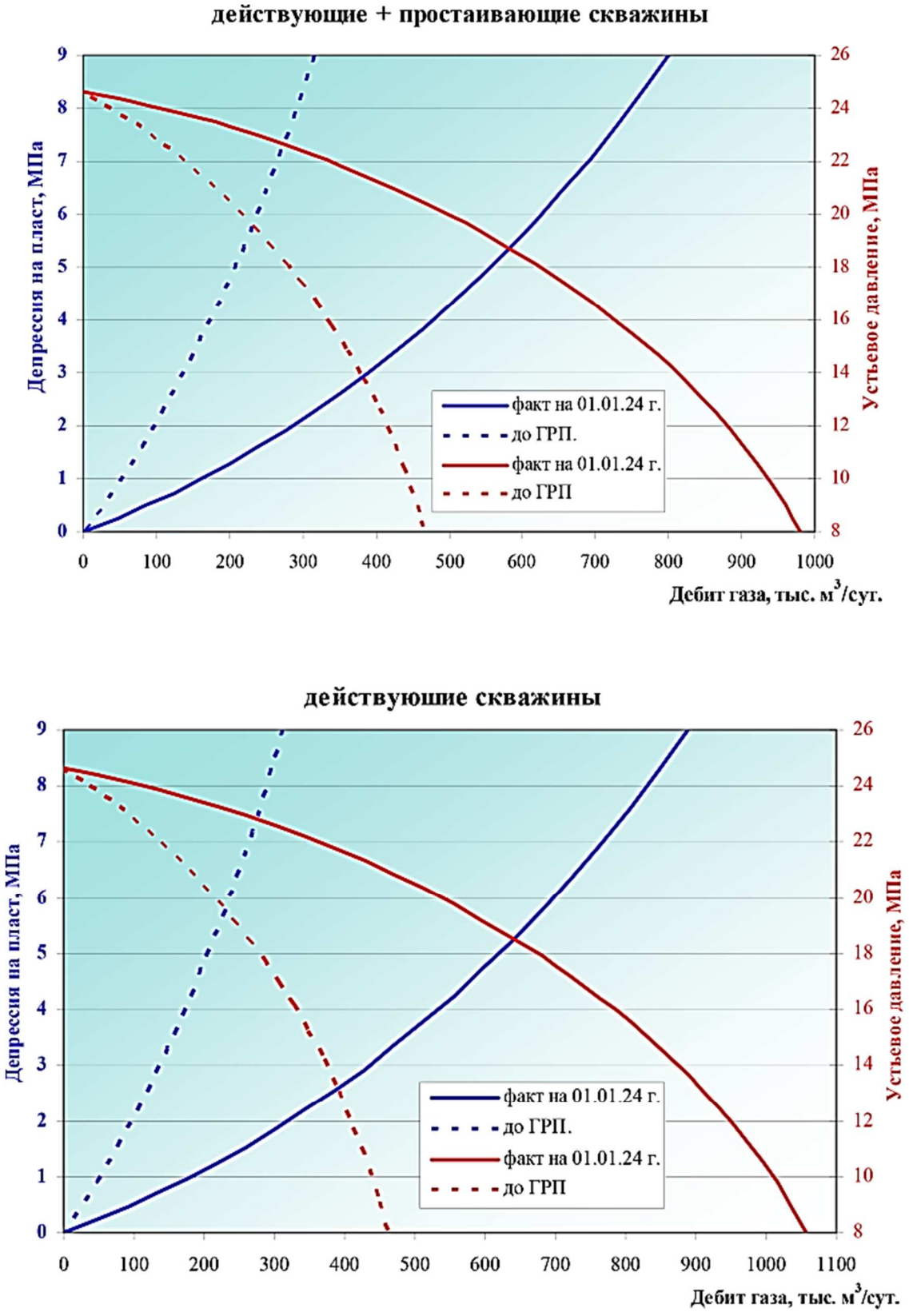


**Рисунок 11** – Средние добывные возможности эксплуатационных скважин II объекта после проведения ГРП на 01.01.2024 г.

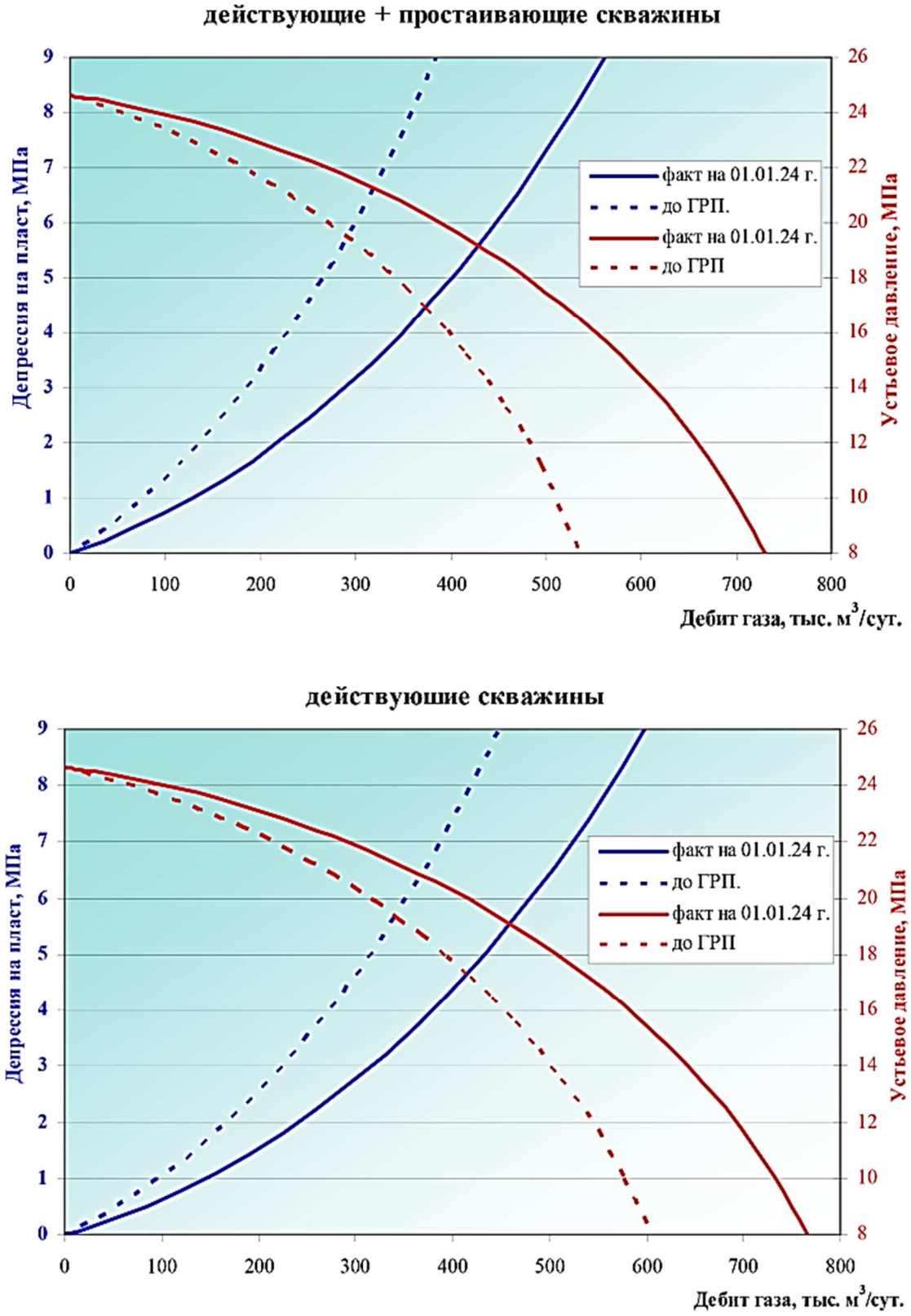


**Рисунок 12** – Средние добывные возможности эксплуатационных совместных скважин I + II объектов после проведения ГРП на 01.01.2024 г.

В период 2017–2023 гг. на месторождении осуществлялось бурение скважин с субгоризонтальным окончанием на II эксплуатационный объект. Кроме того, производилось забуривание боковых стволов также с субгоризонтальным окончанием. Первичные газодинамические исследования 99 «новых» скважин, проведённые в период 2018–2023 гг. сразу после выхода из бурения, представлены в таблице 7.

**Таблица 7** – Продуктивность «новых» скважин по результатам первичных исследований

| № скважины | Забой | Категория фонда (действ., прост.) | Количество испытаний | Коэффициент фильтрационных сопротивлений | | Пластовое давление, МПа | Дебит скважин при $P_{пл}^{тек}$, тыс. м$^3$/сут. | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | A, МПа$^2$ · сут. / тыс. м$^3$ | B, (МПа$^2$ · сут. / тыс. м$^3$)$^2$ | | абсолютно-свободный | максимальный |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| УКПГ-1В (II объект) | | | | | | | | |
| 10301 | субгоризонт. | действ. | 4 | 0,58 | 0,00048 | 14,38 | 288 | 228 |
| 10302 | субгоризонт. | действ. | 1 | 0,16 | 0,00024 | 14,25 | 645 | 506 |
| 10303 | субгоризонт. | действ. | 2 | 0,08 | 0,00086 | 15,43 | 482 | 481 |
| 10304 | субгоризонт. | действ. | 1 | 0,40 | 0,00021 | 17,36 | 578 | 448 |
| 10305 | вертикальн. | действ. | 2 | 0,20 | 0,00061 | 18,29 | 595 | 502 |
| 12701* | вертикальн. | действ. | 2 | 0,37 | 0,00460 | 19,41 | 249 | 239 |
| 12702 | субгоризонт. | действ. | 1 | 2,24 | 0,01840 | 28,88 | 161 | 159 |
| 12703* | субгоризонт. | действ. | 2 | 0,02 | 0,00710 | 22,06 | 260 | 251 |
| 12704* | субгоризонт. | действ. | 1 | 0,80 | 0,00430 | 22,52 | 263 | 255 |
| 12801* | вертикальн. | действ. | 1 | 0,97 | 0,00330 | 19,05 | 216 | 205 |
| 12802 | субгоризонт. | действ. | 1 | 0,53 | 0,00049 | 21,73 | 580 | 482 |
| 12803* | вертикальн. | действ. | 2 | 0,24 | 0,00010 | 20,14 | 1144 | 658 |
| 13101 | субгоризонт. | действ. | 1 | 0,82 | 0,00083 | 24,08 | 477 | 436 |
| 13102 | субгоризонт. | действ. | 1 | 0,89 | 0,00074 | 23,79 | 460 | 451 |
| 13103 | субгоризонт. | действ. | 1 | 1,32 | 0,00024 | 25,60 | 458 | 416 |
| 13104 | субгоризонт. | действ. | 1 | 1,11 | 0,00046 | 28,13 | 576 | 518 |
| 13105* | вертикальн. | действ. | 2 | 0,46 | 0,00140 | 25,05 | 525 | 473 |
| 13201 | субгоризонт. | действ. | 1 | 0,69 | 0,00097 | 23,43 | 476 | 419 |
| 13202 | субгоризонт. | действ. | 1 | 0,68 | 0,00031 | 21,49 | 544 | 470 |
| 13203 | субгоризонт. | прост. | 1 | 4,07 | 0,00130 | 28,64 | 190 | 183 |
| 13204 | субгоризонт. | действ. | 1 | 0,50 | 0,00014 | 26,30 | 1065 | 812 |
| 13205* | вертикальн. | действ. | 1 | 0,14 | 0,00470 | 24,78 | 347 | 327 |
| 13301 | субгоризонт. | действ. | 1 | 1,13 | 0,00068 | 27,24 | 504 | 450 |
| 13302 | субгоризонт. | действ. | 1 | 1,23 | 0,00011 | 29,11 | 651 | 577 |
| 13303 | субгоризонт. | действ. | 1 | 1,74 | 0,00047 | 29,77 | 454 | 408 |
| 13304 | субгоризонт. | действ. | 1 | 0,70 | 0,00030 | 29,34 | 890 | 714 |
| 13305 | вертикальн. | действ. | 2 | 1,52 | 0,00200 | 28,74 | 367 | 351 |
| 13401 | субгоризонт. | действ. | 1 | 0,69 | 0,00030 | 28,97 | 878 | 773 |
| 13402 | субгоризонт. | действ. | 1 | 0,77 | 0,00013 | 26,78 | 823 | 685 |
| 13403 | субгоризонт. | действ. | 1 | 0,20 | 0,00013 | 28,16 | 1818 | 1229 |
| 13404 | субгоризонт. | действ. | 1 | 0,47 | 0,00023 | 27,21 | 1043 | 784 |
| 13405 | вертикальн. | действ. | 5 | 1,00 | 0,00110 | 27,80 | 499 | 473 |
| 13701 | субгоризонт. | действ. | 1 | 2,47 | 0,00350 | 26,01 | 211 | 204 |
| 13702* | субгоризонт. | действ. | 1 | 1,30 | 0,00140 | 22,44 | 294 | 279 |
| 13703* | вертикальн. | действ. | 1 | 0,31 | 0,00260 | 23,17 | 399 | 353 |
| **среднее** | | | | **0,92** | **0,00051** | **23,99** | **491** | **463** |
| УППГ-2В (II объект) | | | | | | | | |
| 20101* | вертикальн. | действ. | 1 | 0,54 | 0,00022 | 32,20 | 1267 | 915 |
| 20102 | субгоризонт. | действ. | 1 | 0,80 | 0,00042 | 31,40 | 852 | 744 |
| 20103 | субгоризонт. | действ. | 1 | 0,19 | 0,00032 | 31,96 | 1514 | 1182 |
| 20104 | субгоризонт. | действ. | 1 | 0,38 | 0,00017 | 31,04 | 1512 | 1104 |
| 20201 | вертикальн. | действ. | 1 | 1,16 | 0,00033 | 30,95 | 690 | 606 |
| 20202 | субгоризонт. | действ. | 1 | 0,98 | 0,00033 | 31,02 | 778 | 664 |
| 20203 | субгоризонт. | действ. | 1 | 0,29 | 0,00072 | 30,28 | 945 | 761 |
| 20501 | субгоризонт. | действ. | 2 | 1,12 | 0,00074 | 24,99 | 433 | 396 |
| 20502 | субгоризонт. | действ. | 1 | 1,13 | 0,00290 | 28,47 | 369 | 336 |
| 20503 | субгоризонт. | действ. | 3 | 1,77 | 0,00087 | 26,35 | 337 | 316 |
| 20504** | вертикальн. | действ. | 3 | 0,43 | 0,00002 | 24,25 | 1308 | 777 |
| 21801** | вертикальн. | прост. | 3 | 0,52 | 0,00750 | 19,98 | 199 | 187 |
| 21802* | субгоризонт. | действ. | 2 | 1,90 | 0,00360 | 22,99 | 201 | 198 |
| 21803* | субгоризонт. | прост. | 2 | 2,12 | 0,00370 | 23,25 | 191 | 176 |
| 21901 | вертикальн. | не принята | 1 | 1,68 | 0,00130 | 29,78 | 403 | 385 |
| 21902 | субгоризонт. | не принята | 1 | 0,67 | 0,00011 | 27,65 | 983 | 822 |

**Окончание таблицы 7**

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 21903 | субгоризонт. | не принята | 1 | 0,57 | 0,00016 | 28,73 | 1105 | 862 |
| 22101 | субгоризонт. | действ. | 1 | 0,53 | 0,00013 | 29,68 | 1268 | 933 |
| 22102 | субгоризонт. | действ. | 1 | 0,83 | 0,00024 | 30,02 | 868 | 706 |
| 22103 | субгоризонт. | действ. | 1 | 2,20 | 0,00510 | 30,13 | 258 | 251 |
| 22104 | субгоризонт. | действ. | 2 | 2,27 | 0,00330 | 29,54 | 275 | 260 |
| 22105 | вертикальн. | действ. | стандартные исследования отсутствуют | | | | | |
| 22601 | субгоризонт. | не принята | 1 | 0,54 | 0,00027 | 30,33 | 1099 | 855 |
| 22602 | субгоризонт. | прост. | 1 | 0,81 | 0,00026 | 30,98 | 916 | 746 |
| 22603 | субгоризонт. | прост. | 1 | 1,79 | 0,00085 | 30,92 | 442 | 410 |
| 22604 | субгоризонт. | прост. | 1 | 1,21 | 0,00028 | 30,52 | 667 | 604 |
| 22605 | вертикальн. | не принята | 1 | 0,43 | 0,00040 | 29,92 | 1052 | 782 |
| 22701 | вертикальн. | не принята | продуктивность на текущую дату не установлена | | | | | |
| 22702 | субгоризонт. | не принята | 1 | 2,59 | 0,00300 | 31,50 | 287 | 272 |
| 22703 | субгоризонт. | не принята | 1 | 3,36 | 0,00440 | 30,32 | 214 | 208 |
| 22704 | субгоризонт. | прост. | 1 | 1,47 | 0,00028 | 30,55 | 572 | 505 |
| 22705 | субгоризонт. | прост. | 1 | 0,47 | 0,00026 | 31,14 | 1228 | 1000 |
| 22802 | вертикальн. | не принята | продуктивность на текущую дату не установлена | | | | | |
| 22803 | вертикальн. | не принята | 1 | 3,88 | 0,00370 | 31,86 | 217 | 212 |
| 22804 | вертикальн. | прост. | 1 | 1,25 | 0,00060 | 31,24 | 605 | 554 |
| 22805 | вертикальн. | не принята | 1 | 4,45 | 0,00470 | 31,04 | 182 | 178 |
| 24601* | вертикальн. | действ. | 4 | 0,35 | 0,00058 | 30,24 | 990 | 729 |
| 24602 | субгоризонт. | действ. | 1 | 0,90 | 0,00087 | 31,25 | 662 | 577 |
| 24603 | субгоризонт. | действ. | 3 | 1,41 | 0,00103 | 31,32 | 508 | 460 |
| 24801 | вертикальн. | не принята | 1 | 4,01 | 0,00920 | 22,53 | 102 | 101 |
| 24802 | субгоризонт. | не принята | продуктивность на текущую дату не установлена | | | | | |
| 24803 | субгоризонт. | прост. | 1 | 0,68 | 0,00082 | 21,98 | 458 | 405 |
| 24803 | субгоризонт. | прост. | 1 | 0,68 | 0,00082 | 21,98 | 458 | 405 |
| 25001 | вертикальн. | прост. | 1 | 1,96 | 0,00200 | 31,40 | 366 | 353 |
| 25002 | субгоризонт. | прост. | 1 | 0,76 | 0,00030 | 31,32 | 941 | 799 |
| 25003 | субгоризонт. | прост. | 1 | 1,53 | 0,00058 | 30,96 | 523 | 484 |
| 25004 | субгоризонт. | не принята | 2 | 1,72 | 0,00110 | 30,24 | 419 | 394 |
| 25005 | субгоризонт. | не принята | 1 | 0,64 | 0,00040 | 30,61 | 927 | 815 |
| 25101 | вертикальн. | прост. | 2 | 0,63 | 0,00042 | 32,48 | 1003 | 850 |
| 25102 | вертикальн. | не принята | 1 | 1,01 | 0,00051 | 32,39 | 753 | 652 |
| 25104 | вертикальн. | не принята | 2 | 0,47 | 0,00016 | 32,32 | 1478 | 1038 |
| 25105 | вертикальн. | прост. | 2 | 1,10 | 0,00054 | 32,49 | 711 | 644 |
| **среднее** | | | | **1,08** | **0,00044** | **29,50** | **639** | **579** |
| УППГ-3В (II объект) | | | | | | | | |
| 32601 | субгоризонт. | действ. | 1 | 0,68 | 0,00017 | 16,48 | 366 | 329 |
| 32602 | субгоризонт. | действ. | 3 | 0,97 | 0,00059 | 17,44 | 269 | 256 |
| 32603 | субгоризонт. | действ. | 2 | 0,14 | 0,00021 | 14,29 | 708 | 362 |
| 32604 | субгоризонт. | действ. | 1 | 0,14 | 0,00004 | 14,41 | 1146 | 506 |
| 32605 | субгоризонт. | действ. | 1 | 0,17 | 0,00017 | 14,67 | 731 | 396 |
| 32606 | субгоризонт. | действ. | 1 | 0,23 | 0,00010 | 14,19 | 676 | 467 |
| **среднее** | | | | **0,29** | **0,00013** | **15,25** | **630** | **386** |

* в скважине проведён ГРП;
** в скважине ГРП проведён дважды

Из 106 «новых» скважин часть их (30 ед.) пробурена с вертикальным забоем. Однако следует отметить, что продуктивность большинства скважин относительно невысока. Если в пределах УППГ-3В продуктивность скважин (9 ед., все с горизонтальным окончанием) даже выше средней по действующему фонду на 01.01.2024 г., то в районе УКПГ-1В и УППГ-2В фильтрационный коэффициент А выше, чем средний по действующему фонду соответственно в 1,8 и 1,9 раза. Это свидетельствует о худшей проницаемости коллекторов в новых осваиваемых зонах, чем в уже эксплуатирующихся, а также о возможном искусственном снижении проницаемости в процессе бурения, что также имело место из-за нарушения технологии по разным причинам (отключение электроэнергии, несвоевременный подвоз труб и др.).

Таким образом, существует необходимость проведения дополнительных работ по интенсификации притока газа методом ГРП для достижения проектных добывных возможностей «новых» скважин. Работы эти начаты и проведены в 15 скважинах, продуктивность их увеличена в среднем в 2,1 раза.

На основе выполненного выше анализа результатов газодинамических исследований эксплуатационных скважин можно сделать следующие основные выводы:

- продуктивность скважин характеризуется значительной степенью неоднородности по площади эксплуатационных объектов;
- в период после освоения скважин до момента пуска в эксплуатацию продуктивная характеристика скважин не изменяется и не зависит от продолжительности консервации;
- в процессе эксплуатации отдельных скважин наблюдается улучшение продуктивности за счёт самоочистки призабойной зоны от продуктов бурения в среднем на 25–50 %, наиболее интенсивно процесс самоочистки призабойной зоны наблюдается в начальный период (до 3 месяцев) после пуска скважины в работу;
- как правило, процесс самоочистки призабойной зоны приводит к уменьшению фильтрационного коэффициента А при неизменном значении коэффициента В;
- любое поступление пластовой воды в скважину приводит к росту коэффициентов фильтрационных параметров А и В и ухудшению её продуктивности;
- проведение ГРП на скважинах может привести к увеличению начальной их продуктивности в 2–3 и более раз. Новые скважины, в том числе и пробуренные с субгоризонтальным окончанием, также нуждаются в проведении мероприятий по интенсификации притока.

**Литература**


1. Аксютин О.Е. Разработка решений по эксплуатации месторождений, находящихся на завершающей стадии разработки, как единого технологического комплекса / О.Е. Аксютин, А.В. Дарымов, О.М. Ермилов, З.Н. Шандрыголов // Наука и техника в газовой промышленности. – 2023. – № 2(94). – С. 3–8.
2. Григулецкий В.Г. Повышение качества крепления газовых сеноманских скважин Харвутинской площади Ямбургского месторождения / В.Г. Григулецкий // Нефть, газ и бизнес. – 2008. – № 12. – С. 55–65.
3. Григулецкий В.Г. Результаты опытно-промышленных работ при цементировании обсадных колонн на скважинах Харвутинской площади Ямбургского ГКМ / В.Г. Григулецкий // Нефть, газ и бизнес. – 2009. – № 1. – С. 49–64.
4. Григулецкий В.Г. Повышение эффективности цементирования обсадных колонн газовых сеноманских скважин Харвутинской площади Ямбургского месторождения / В.Г. Григулецкий, В.И. Петреску, А.Б. Колпиков // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2009. – № 3. – С. 38–46.
5. Дылев А.Ю. Техника и технология проведения газогидродинамических исследований скважин на примере Ямбургского газоконденсатного месторождения / А.Ю. Дылев, Е.О. Петрушин, А.С. Арутюнян // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 4. – С. 88–113.
6. Дылев А.Ю. Анализ технологии проведения газодинамических исследований на скважинах Ямбургского газоконденсатного месторождения / А.Ю. Дылев, Е.О. Петрушин, А.С. Арутюнян // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 4. – С. 114–138.
7. Красовский А.В. Анализ эффективности летних остановок промыслов на сеноманской залежи Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения для оптимизации разработки на заключительной стадии / А.В. Красовский, А.В. Меркулов, Т.В. Сопнев, Р.Л. Кожухарь, А.О. Лысов, А.О. Бялик // Газовая промышленность. – 2017. – № 12(761). – С. 58–61.
8. Кусов Г.В. Анализ эффективности подготовки газа на УКПГ-9 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Технологическая часть / Г.В. Кусов, О.В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 3. – С. 40–51.
9. Кусов Г.В. Анализ эффективности подготовки газа на УКПГ-9 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Модернизация аппаратов осушки газа / Г.В. Кусов, О.В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 3. – С. 52–72.
10. Ладенко А.А. Анализ эффективности проведения геолого-технических мероприятий на скважинах Кыртаельского месторождения / А.А. Ладенко, Д.В. Щелканов, Е.У. Сафиуллина, Л.Г. Кусова // Успехи современного естествознания. – 2022. – № 5. – С. 95–103.

11. Легкоконец В.А. Прогноз эффективности проведения водоизоляционных работ на примере Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения / В.А. Легкоконец, Д.В. Мардашов, А.В. Морозов // PROнефть. Профессионально о нефти. – 2018. – № 3(9). – С. 51–55.
12. Леонтьев Д.С. Возможность проведения струйного ГПП с последующим проведением ГРП в горизонтальных скважинах неокомских отложений Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения / Д.С. Леонтьев // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна: материалы Всероссийской научно-технической конференции, посвящённой 100-летию Байбакова Николая Константиновича (15 апреля 2011 года, г. Тюмень). – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2011. – С. 21–25.
13. Эффективность применения геолого-технических мероприятий при разработке месторождений / М.В. Муравлёва, М.В. Устюжанин, С.И. Шиян, Л.Г. Кусова // Research. Engineering. Extreme. 2021: материалы Международной научно-практической конференции (03 июня 2021 года, г. Краснодар). – Краснодар : ООО «Издательский Дом - Юг», 2021. – С. 175–181.
14. Петрушин Е.О. Газогидродинамические методы исследования газовых скважин при стационарных режимах фильтрации на примере Ямбургского газоконденсатного месторождения / Е.О. Петрушин, А.С. Арутюнян, Е.Н. Даценко // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2015. – № 2. – С. 63–72.
15. Петрушин Е.О. Проведение комплекса геофизических работ в скважинах Ямбургского газоконденсатного месторождения / Е.О. Петрушин, А.С. Арутюнян // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 1. – С. 173–180.
16. Петрушин Е.О. Промысловые исследования притока к горизонтальным скважинам и методы интенсификации нефтегазодобычи / Е.О. Петрушин, А.С. Арутюнян, Л.Г. Кусова // СЕВЕРГЕОЭКОТЕХ – 2021: доклады XXII Международной молодёжной научной конференции (17–19 марта 2021 года, г. Ухта). – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2021. – С. 476–480.
17. Обоснование технологически оптимальной стратегии разработки группы нефтегазоконденсатных месторождений Денисовской площади / О.В. Савенок, Н.Х. Жарикова, Е.У. Сафиуллина, Р.Р. Ситёв, Л.Г. Кусова, А.И. Ковалёв // Инженер-нефтяник. – 2022. – № 1. – С. 4–11.

## References

1. Aksyutin O.E. Development of solutions for the operation of fields at the final stage of development as a single technological complex / O.E. Aksyutin, A.V. Darymov, O.M. Ermilov, Z.N. Shandrygolov // Science and technology in the gas industry. – 2023. – № 2(94). – P. 3–8.
2. Griguletsky V.G. Improving the quality of casing of Cenomanian gas wells of the Kharvutinskaya area of the Yamburg field / V.G. Griguletsky // Oil, gas and business. – 2008. – № 12. – P. 55–65.
3. Griguletsky V.G. Results of pilot-industrial works during cementing of casing strings in wells of Kharvutinskaya area of Yamburgskoye GCF / V.G. Griguletsky // Oil, gas and business. – 2009. – № 1. – P. 49–64.
4. Griguletsky V.G. Improving the efficiency of cementing of casing strings of gas Cenomanian wells of Kharvutinskaya area of Yamburgskoye field / V.G. Griguletsky, V.I. Petrescu, A.B. Kolpikov // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2009. – № 3. – P. 38–46.
5. Dylev A.Yu. Technique and technology for conducting gas-hydrodynamic studies of wells using the example of the Yamburg gas condensate field / A.Yu. Dylev, E.O. Petrushin, A.S. Arutyunyan // Science. Engineering. Technologies (Polytechnical Bulletin). – 2019. – № 4. – P. 88–113.
6. Dylev A.Yu. Analysis of the technology for conducting gas-dynamic studies at wells of the Yamburg gas condensate field / A.Yu. Dylev, E.O. Petrushin, A.S. Arutyunyan // Science. Engineering. Technologies (Polytechnical Bulletin). – 2019. – № 4. – P. 114–138.
7. Krasovskiy A.V. Analysis of the efficiency of summer shutdowns of fields at the Cenomanian deposit of the Yamburg oil and gas condensate field to optimize development at the final stage / A.V. Krasovskiy, A.V. Merkulov, T.V. Sopnev, R.L. Kozhukhar, A.O. Lysov, A.O. Byalik // Gas industry. – 2017. – № 12(761). – P. 58–61.
8. Kusov G.V. Analysis of the efficiency of gas treatment at UKPG-9 of the Yamburg oil and gas condensate field. Technological part / G.V. Kusov, O.V. Savenok // Science. Technology. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2016. – № 3. – P. 40–51.
9. Kusov G.V. Analysis of the efficiency of gas treatment at UKPG-9 of the Yamburg oil and gas condensate field. Modernization of gas drying devices / G.V. Kusov, O.V. Savenok // Science. Technology. Technologies (Polytechnical Bulletin). – 2016. – № 3. – P. 52–72.
10. Ladenko A.A. Analysis of the efficiency of geological and technical measures at wells of the Kyrtayelskoye field / A.A. Ladenko, D.V. Shchelkanov, E.U. Safiullina, L.G. Kusova // Successes of modern natural science. – 2022. – № 5. – P. 95–103.

11. Legkokonets V.A. Forecast of the efficiency of water shut-off works on the example of the Yamburg oil and gas condensate field / V.A. Legkokonets, D.V. Mardashov, A.V. Morozov // PROneft. Professionally about oil. – 2018. – № 3(9). – P. 51–55.
12. Leontiev D.S. The possibility of conducting jet GPP with subsequent hydraulic fracturing in horizontal wells of the Neocomian deposits of the Yamburg oil and gas condensate field / D.S. Leontiev // Geology and oil and gas potential of the West Siberian megabasin: materials of the All-Russian scientific and technical conference dedicated to the 100th anniversary of Nikolay Konstantinovich Baibakov (April 15, 2011, Tyumen). – Tyumen : Tyumen Industrial University, 2011. – P. 21–25.
13. Efficiency of applying geological and technical measures in field development / M.V. Muravleva, M.V. Ustyuzhanin, S.I. Shiyan, L.G. Kusova // Research. Engineering. Extreme. 2021: Proceedings of the International Scientific and Practical Conference (June 3, 2021, Krasnodar). – Krasnodar : OOO Izdatelskiy Dom – Yug, 2021. – P. 175–181.
14. Petrushin E.O. Gas-hydrodynamic methods for studying gas wells under stationary filtration modes using the example of the Yamburg gas condensate field / E.O. Petrushin, A.S. Arutyunyan, E.N. Datsenko // Science. Engineering. Technologies (Polytechnical Bulletin). – 2015. – № 2. – P. 63–72.
15. Petrusin E.O. Carrying out a set of geophysical works in wells of the Yamburg gas condensate field / E.O. Petrusin, A.S. Arutyunyan // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 1. – P. 173–180.
16. Petrusin E.O. Field studies of the inflow to horizontal wells and methods of intensifying oil and gas production / E.O. Petrusin, A.S. Arutyunyan, L.G. Kusova // SEVERGEOECOTECH – 2021: reports of the XXII International Youth Scientific Conference (March 17-19, 2021, Ukhta). – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2021. – P. 476–480.
17. Обоснование технологически оптимальной стратегии разработки группы нефтегазоконденсатных месторождений Денисовской площади / О.В. Савенок, Н.Х. Жарикова, Е.У. Сафиуллина, Р.Р. Ситёв, Л.Г. Кусова, А.И. Ковалёв // Инженер-нефтяник. – 2022. – № 1. – С. 4–11.