

УДК 622.276

**ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ
КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ
АНАСТАСИЕВСКО-ТРОИЦКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**TECHNICAL AND ECONOMIC SUBSTANTIATION
OF OIL REMOVAL FACTOR
OF ANASTASIEVSKO-TROITSKOYE FIELD**

Перепечина Юлия Викторовна

Специалист 2 категории
отдела геологического моделирования
и подсчёта запасов углеводородов,
ООО «НК «Роснефть» – НТЦ»
yuliaperepechina@gmail.com

Савенок Ольга Вадимовна

доктор технических наук,
профессор кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
olgasavenok@mail.ru

Демченко Александр Валерьевич

аспирант,
Кубанский государственный
технологический университет
avdemchenkomail@gmail.com

Аннотация. В статье приведён анализ текущего состояния разработки Анастасиевско-Троицкого газонефтяного месторождения, анализ выработки запасов, обоснование вариантов разработки и технико-экономический анализ, а также анализ расчётных величин КИН. Показано, что технологические варианты разработки залежей углеводородов продуктивных горизонтов сформированы с учётом сложившихся условий разработки, распределения остаточных запасов нефти и газа в каждом из горизонтов при условии рационального использования имеющегося эксплуатационного фонда скважин по месторождению. Для наиболее полного извлечения остаточных запасов нефти (подвижных, извлекаемых) по каждому объекту намечены геолого-технологические мероприятия, направленные на получение наибольшей эффективности процесса разработки по каждой залежи и по каждому эксплуатационному объекту. Целью статьи является обоснование принципиальных особенностей осуществления промышленной разработки Анастасиевско-Троицкого месторождения.

Ключевые слова: характеристика текущего состояния разработки месторождения; технологические показатели вариантов разработки; технико-экономический анализ вариантов разработки; технико-экономические показатели рекомендуемого варианта; анализ расчётных величин КИН; обоснование рекомендуемых извлекаемых запасов и КИН; анализ выработки запасов.

Perepechina Yulia Victorovna

Specialist of the 2nd category
of the department of geological modeling
and calculation of hydrocarbon reserves,
LLC «Oil Company «Rosneft» – Scientific
and Technical Center»

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of technical sciences,
Professor of oil and gas
engineering department
named after professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university

Demchenko Alexander Valerievich

postgraduate student,
Kuban state technological university

Annotation. The article provides an analysis of the current state of development of the Anastasievsko-Troitskoye gas and oil field, analysis of reserves development, justification of development options and a feasibility study, as well as an analysis of the estimated oil recovery factor. It is shown that the technological options for developing hydrocarbon deposits of productive horizons are formed taking into account the prevailing development conditions, the distribution of residual oil and gas reserves in each of the horizons, subject to the rational use of the existing well stock of wells. For the most complete extraction of residual oil reserves (mobile, recoverable) for each facility, geological and technological measures have been outlined aimed at obtaining the greatest efficiency of the development process for each reservoir and for each operational facility. The aim of the article is to substantiate the fundamental features of the industrial development of the Anastasievsko-Troitskoye field.

Keywords: description of the current state of field development; technological indicators of development options; technical and economic analysis of development options; technical and economic indicators of the recommended option; analysis of estimated values of the oil recovery factor; substantiation of recommended recoverable reserves and oil recovery factor; analysis of development of stocks.

Характеристика текущего состояния разработки месторождения в целом

Всего по месторождению пробурено 1780 скважин. Из них 1665 добывающих, 36 нагнетательных, 7 водозаборных и 72 газовых. Подавляющее число скважин 1285 пробурено целенаправленно на IV горизонт без вскрытия нижних продуктивных горизонтов. Практически до начала 2000-х годов скважины работали фонтанным способом за счёт удельного веса пластовой нефти, при появлении воды до 40–60 % скважины прекращали фонтанировать. В таких случаях на скважинах проводился капитальный ремонт по переносу интервала перфорации выше – ближе к ГНК.

Только в связи с падением давления по залежи в 2000-х годах осуществлены масштабные работы по переводу скважин на механизированный способ добычи нефти – газлифт. Большинство газлифтных скважин представляют из себя классический принудительный газлифт с подачей газа в затрубное пространство, 12 % действующего фонда скважин (63 скважины) оборудованы спецмуфтами и работают за счёт собственного растворённого газа – так называемый бескомпрессорный газлифт.

Скважины нижележащих «прочих» горизонтов в основном эксплуатируются газлифтным бескомпрессорным способом – 36 скважин, 3 скважины оборудованы установками УЭЦН и 11 скважин фонтанируют (табл. 1).

Фактические показатели разработки месторождения в целом приведены на рисунке 1.

Максимальные уровни добычи нефти по месторождению (до 4,2 млн тонн/год) достигнуты в конце 70-х годов прошлого столетия при обводнённости продукции 10–15 %. В последующие годы удержать такие темпы отборов нефти по месторождению не удалось, не смотря на продолжавшееся разбуривание месторождения.

Характеристика текущего состояния разработки эксплуатационных объектов

Нефтяная залежь V горизонта

Залежь нефти V горизонта является наиболее крупной из всех «прочих» подсчётных объектов месторождения.

Фактические показатели разработки V горизонта приведены в таблице 2 и на рисунке 2.

Залежь нефти первоначально разрабатывалась совместно VI горизонтом и только в 80-х годах выделена в самостоятельный объект разработки со средней плотностью сетки скважин 15,4 га/скв.

Максимальные уровни добычи нефти достигнуты в 1961 году 484 тыс. тонн при обводнённости продукции 3,1 %. Темп отбора начальных извлекаемых запасов составлял 6,2 %. Залежи нефти практически сразу (с 1957 года) разрабатывалась с применением приконтурного и внутриконтурного заводнения с рядным расположением скважин.

Нагнетание воды способствовала вытеснению нефти и стабильному пластовому давлению по залежи, однако, уровни компенсации отборов пластовых флюидов 150–250 % следует признать чрезмерными.

Залежь нефти разрабатывалась с применением приконтурного и внутриконтурного заводнения с самого начала разработки, накопленная компенсация отборов закачкой составляет 143 %. Нагнетание воды прекращено в 1989 году. В эксплуатации находится 21 скважин со средним дебитом по нефти 3,0 тонн/сут. Энергетическое состояние залежи V горизонта представлено на рисунке 3. Компенсация отборов жидкости закачкой в объёмах до 250 % в год в период 1970–1983 гг. вызвало даже рост пластового давления по сравнению с начальным (17,4 МПа) до 17,9 МПа. После прекращения закачки пластовое давление стало снижаться и по состоянию на 01.01.2015 г. составило в среднем по залежи 14,8 МПа.

За 2017 год добыто 24,9 тыс. тонн нефти при обводнённости продукции 71 %, что составляет 0,3 % от начальных извлекаемых запасов и 17,5 % от текущих.

Всего по объекту добыто 7697 тыс. тонн нефти, текущий коэффициент нефтеизвлечения составляет 0,367.

Таблица 1 – Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2017 г.

| Наименование | Характеристика фонда скважин | Объекты разработки | | | | | | | | | | | Всего |
|-----------------------------|------------------------------|--------------------|----|----|-----|------|-----|-----|-----|-----|-----|------|-------|
| | | I | Ia | II | III | IV | IVa | V | VI | VIa | VII | | |
| Фонд добывающих скважин | Пробурено | 0 | 0 | 0 | 0 | 1285 | 16 | 92 | 183 | 42 | 47 | 1665 | |
| | Возвращено с других пластов | 0 | 0 | 0 | 0 | 437 | 54 | 87 | 20 | 7 | 0 | 1665 | |
| | Всего | 0 | 0 | 0 | 0 | 1722 | 70 | 179 | 203 | 49 | 47 | 1665 | |
| | В том числе: | | | | | | | | | | | | |
| | Действующие | 0 | 0 | 0 | 0 | 344 | 13 | 20 | 12 | 7 | 0 | 396 | |
| | из них фонтанные | 0 | 0 | 0 | 0 | 43 | 4 | 2 | 1 | 2 | 0 | 52 | |
| | ЭЦН | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 | 1 | 0 | 3 | |
| | ШПН | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| | бескомпрессорный газлифт | 0 | 0 | 0 | 0 | 301 | 8 | 18 | 10 | 4 | 0 | 341 | |
| | внутрискважинный газлифт | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| | Бездействующие | 0 | 0 | 0 | 0 | 25 | 3 | 5 | 2 | 1 | 0 | 36 | |
| | В освоении после бурения | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | 2 | |
| | В консервации | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| | Наблюдательные | 0 | 0 | 0 | 0 | 413 | 4 | 14 | 3 | 3 | 0 | 395 | |
| Переведены под закачку | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 1 | 21 | 16 | 0 | 0 | 41 | | |
| Переведены в газовые | 0 | 0 | 0 | 0 | 128 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 128 | | |
| Переведены на другие пласты | 0 | 0 | 0 | 0 | 282 | 37 | 112 | 141 | 30 | 3 | 398 | | |
| В ожидании ликвидации | 0 | 0 | 0 | 0 | 388 | 3 | 4 | 2 | 1 | 0 | 398 | | |
| Ликвидированные | 0 | 0 | 0 | 0 | 181 | 9 | 3 | 27 | 5 | 44 | 269 | | |
| Фонд нагнетательных скважин | Пробурено | 0 | 0 | 0 | 5 | 17 | 0 | 7 | 7 | 0 | 36 | | |
| | Возвращено с других пластов | 0 | 0 | 0 | 31 | 17 | 0 | 7 | 3 | 0 | 0 | | |
| | Переведены из добывающих | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 0 | 21 | 16 | 0 | 40 | | |
| | Всего | 0 | 0 | 0 | 36 | 37 | 0 | 35 | 26 | 0 | 76 | | |
| | В том числе: | | | | | | | | | | | | |
| | Под закачкой | 0 | 0 | 0 | 0 | 16 | 0 | 0 | 0 | 0 | 16 | | |
| | Бездействующие | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | | |
| | В консервации | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| | Наблюдательные | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 2 | | |
| | В отработке на нефть | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| | Переведены в газовые | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | | |
| | Переведены на другие пласты | 0 | 0 | 0 | 4 | 9 | 0 | 21 | 24 | 0 | 0 | | |
| | В ожидании ликвидации | 0 | 0 | 0 | 32 | 9 | 0 | 11 | 1 | 0 | 53 | | |
| | Ликвидированные | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | 0 | 2 | | |

Окончание таблицы 1

| | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-----------------------------|--------------------------------------|-----------|---|----|----|-----|---|---|---|---|---|---|---|---|---|-----|---|
| Фонд газовых скважин | Пробурено | 18 | 3 | 14 | 25 | 12 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 72 | |
| | Возвращено с других пластов | 13 | 0 | 18 | 13 | 71 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| | Переведены из нефтяных скважин | 0 | 0 | 0 | 0 | 128 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 128 | |
| | Переведены из нагнетательных скважин | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | |
| | Всего | 31 | 3 | 32 | 38 | 213 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 202 | |
| | В том числе: | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Действующие | 0 | 0 | 0 | 0 | 86 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 86 | |
| | Бездействующие | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | |
| | В освоении после бурения | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| | В консервации | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | |
| | Наблюдательные | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | |
| | Переведены на другие пласты | 1 | 0 | 11 | 22 | 80 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| | В ожидании ликвидации | 12 | 0 | 17 | 15 | 32 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 76 | |
| | Ликвидированные | 17 | 3 | 4 | 1 | 7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 32 | |
| | Фонд водооборных скважин | Пробурено | 0 | 0 | 0 | 0 | 7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 7 |
| Возвращено с других пластов | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| Переведены из добывающих | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| Всего | | 0 | 0 | 0 | 0 | 7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 7 | |
| В том числе: | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Действующие | | 0 | 0 | 0 | 0 | 7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 7 | |
| Бездействующие | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| В ожидании ликвидации | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| Ликвидированные | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |

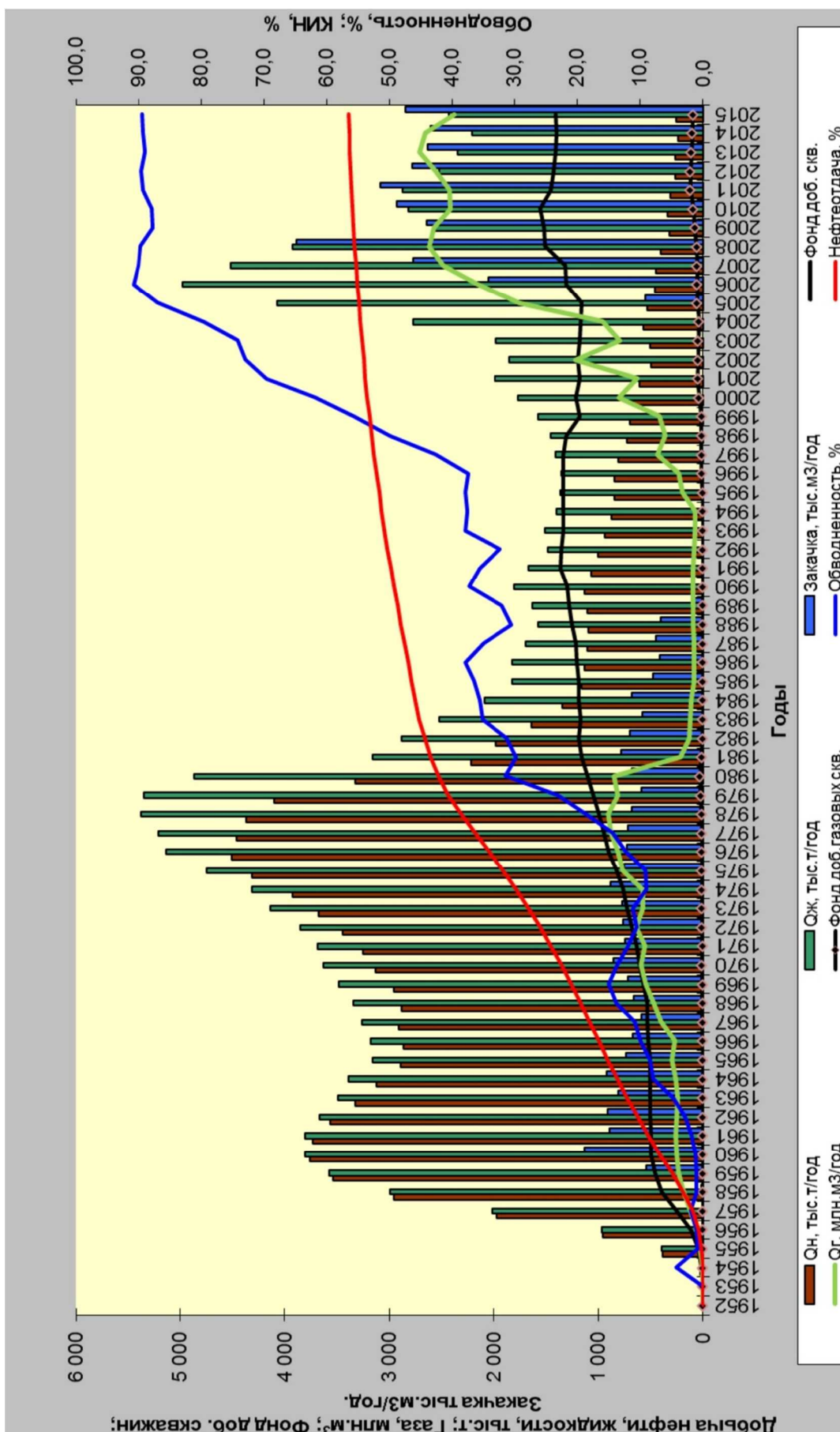


Рисунок 1 – фактические показатели разработки Анастасиевско-Троицкого месторождения

Таблица 2 – Основные фактические показатели разработки V горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения

| Год | Добыча | | | | | | | | Весовая объемная доля, % | Заказка воды, тыс. м ³ | | Фонд скважин на конец периода | | | |
|------|---------------|--------------|------------------|-------------|---|--------------|---|--------------|-----------------------------------|--------------------------------------|--------------|----------------------------------|-------------|-----------------|------------|
| | нефти, тыс. т | | жидкости, тыс. т | | растворен. газа, млн. м ³ | | свободного газа, млн. м ³ | | | текущая | накоп. л. | всего | добыч. . | нагнет. тат. | газов . |
| | текущая | накоп. л. | текущая | накоп. . | текущая | накоп. л. | текущая | накоп. л. | | | | | | | |
| 1956 | 52,8 | 53 | 53,0 | 53 | 4,0 | 4 | 0,0 | 0 | 0,7 | 0,0 | 0 | 12 | 12 | 0 | 0 |
| 1957 | 202,0 | 255 | 207,6 | 261 | 16,0 | 20 | 0,0 | 0 | 2,7 | 0,0 | 0 | 57 | 53 | 4 | 0 |
| 1958 | 372,2 | 627 | 380,2 | 641 | 31,7 | 52 | 0,0 | 0 | 2,1 | 2,8 | 3 | 94 | 86 | 8 | 0 |
| 1959 | 376,1 | 1003 | 379,3 | 1020 | 34,7 | 86 | 0,0 | 0 | 0,9 | 340,0 | 343 | 100 | 86 | 14 | 0 |
| 1960 | 419,3 | 1422 | 426,7 | 1447 | 40,4 | 127 | 0,0 | 0 | 1,7 | 816,4 | 1159 | 112 | 96 | 16 | 0 |
| 1961 | 484,2 | 1906 | 489,7 | 1946 | 47,5 | 174 | 0,0 | 0 | 3,1 | 667,0 | 1826 | 117 | 101 | 16 | 0 |
| 1962 | 473,3 | 2380 | 502,4 | 2449 | 43,4 | 218 | 0,0 | 0 | 5,8 | 659,1 | 2485 | 118 | 102 | 16 | 0 |
| 1963 | 425,6 | 2805 | 485,8 | 2935 | 39,1 | 257 | 0,0 | 0 | 12,4 | 691,6 | 3077 | 120 | 105 | 15 | 0 |
| 1964 | 351,6 | 3157 | 429,2 | 3363 | 32,3 | 289 | 0,0 | 0 | 17,9 | 625,7 | 3702 | 118 | 103 | 15 | 0 |
| 1965 | 324,9 | 3482 | 401,3 | 3764 | 29,8 | 319 | 0,0 | 0 | 19,0 | 461,4 | 4164 | 115 | 100 | 15 | 0 |
| 1966 | 311,6 | 3793 | 433,1 | 4197 | 29,9 | 349 | 0,0 | 0 | 28,1 | 449,4 | 4613 | 116 | 101 | 15 | 0 |
| 1967 | 274,5 | 4088 | 418,7 | 4616 | 28,8 | 377 | 0,0 | 0 | 34,4 | 431,6 | 5045 | 115 | 100 | 15 | 0 |
| 1968 | 253,5 | 4321 | 424,3 | 5040 | 23,1 | 400 | 0,0 | 0 | 40,3 | 521,7 | 5567 | 116 | 100 | 16 | 0 |
| 1969 | 250,3 | 4572 | 471,6 | 5512 | 18,5 | 419 | 0,0 | 0 | 46,9 | 580,4 | 6147 | 119 | 99 | 20 | 0 |
| 1970 | 240,3 | 4812 | 451,0 | 5963 | 19,8 | 439 | 0,0 | 0 | 46,7 | 597,2 | 6744 | 116 | 94 | 22 | 0 |
| 1971 | 233,0 | 5045 | 420,7 | 6384 | 19,1 | 458 | 0,0 | 0 | 44,6 | 592,0 | 7336 | 113 | 94 | 19 | 0 |
| 1972 | 186,1 | 5231 | 385,3 | 6769 | 14,9 | 473 | 0,0 | 0 | 51,7 | 641,9 | 7978 | 111 | 92 | 19 | 0 |
| 1973 | 199,9 | 5431 | 429,4 | 7198 | 16,0 | 489 | 0,0 | 0 | 53,4 | 777,5 | 8755 | 107 | 88 | 19 | 0 |
| 1974 | 174,2 | 5605 | 357,0 | 7555 | 13,9 | 503 | 0,0 | 0 | 51,2 | 674,3 | 9430 | 100 | 82 | 18 | 0 |
| 1975 | 196,2 | 5801 | 348,5 | 7904 | 15,7 | 518 | 0,0 | 0 | 43,7 | 791,1 | 10221 | 94 | 79 | 15 | 0 |
| 1976 | 143,9 | 5945 | 317,5 | 8221 | 11,5 | 530 | 0,0 | 0 | 54,7 | 733,4 | 10954 | 86 | 73 | 13 | 0 |
| 1977 | 124,3 | 6070 | 297,9 | 8519 | 9,9 | 540 | 0,0 | 0 | 58,3 | 729,7 | 11684 | 85 | 73 | 12 | 0 |
| 1978 | 109,1 | 6179 | 282,3 | 8801 | 8,7 | 548 | 0,0 | 0 | 61,3 | 578,1 | 12262 | 81 | 70 | 11 | 0 |
| 1979 | 106,3 | 6295 | 241,9 | 9043 | 8,5 | 557 | 0,0 | 0 | 56,0 | 517,9 | 12780 | 73 | 62 | 11 | 0 |
| 1980 | 98,5 | 6384 | 240,1 | 9283 | 7,9 | 565 | 0,0 | 0 | 59,0 | 617,0 | 13397 | 74 | 62 | 12 | 0 |
| 1981 | 83,6 | 6467 | 248,5 | 9530 | 6,5 | 571 | 0,0 | 0 | 66,1 | 754,0 | 14151 | 72 | 57 | 15 | 0 |
| 1982 | 75,0 | 6542 | 226,7 | 9757 | 5,9 | 577 | 0,0 | 0 | 66,9 | 626,3 | 14777 | 69 | 54 | 15 | 0 |
| 1983 | 68,7 | 6611 | 215,1 | 9972 | 5,5 | 583 | 0,0 | 0 | 68,0 | 528,4 | 15306 | 66 | 51 | 15 | 0 |
| 1984 | 57,5 | 6688 | 176,6 | 10148 | 4,6 | 587 | 0,0 | 0 | 67,4 | 580,4 | 15886 | 60 | 45 | 15 | 0 |
| 1985 | 55,0 | 6723 | 163,6 | 10312 | 4,4 | 592 | 0,0 | 0 | 66,4 | 384,8 | 16271 | 55 | 41 | 14 | 0 |
| 1986 | 49,0 | 6772 | 160,4 | 10472 | 3,9 | 596 | 0,0 | 0 | 69,5 | 343,6 | 16614 | 57 | 44 | 13 | 0 |
| 1987 | 45,9 | 6818 | 157,0 | 10629 | 3,7 | 599 | 0,0 | 0 | 70,7 | 299,1 | 16914 | 55 | 42 | 13 | 0 |
| 1988 | 52,8 | 6871 | 160,3 | 10790 | 3,9 | 603 | 0,0 | 0 | 67,1 | 209,5 | 17123 | 58 | 48 | 10 | 0 |
| 1989 | 40,4 | 6912 | 143,2 | 10933 | 3,4 | 606 | 0,0 | 0 | 71,8 | 36,9 | 17160 | 54 | 46 | 8 | 0 |
| 1990 | 50,0 | 6962 | 165,5 | 11098 | 4,0 | 610 | 0,0 | 0 | 69,8 | 0,0 | 17160 | 41 | 41 | 0 | 0 |
| 1991 | 51,3 | 7013 | 154,6 | 11253 | 4,0 | 614 | 0,0 | 0 | 66,8 | 0,0 | 17160 | 48 | 48 | 0 | 0 |
| 1992 | 40,6 | 7053 | 103,7 | 11357 | 3,1 | 618 | 0,0 | 0 | 60,8 | 0,0 | 17160 | 45 | 45 | 0 | 0 |
| 1993 | 38,2 | 7092 | 112,3 | 11469 | 3,0 | 621 | 0,0 | 0 | 66,0 | 0,0 | 17160 | 39 | 39 | 0 | 0 |
| 1994 | 36,1 | 7128 | 103,7 | 11573 | 2,9 | 624 | 0,0 | 0 | 65,2 | 0,0 | 17160 | 41 | 41 | 0 | 0 |
| 1995 | 35,0 | 7163 | 94,5 | 11667 | 2,8 | 626 | 0,0 | 0 | 63,0 | 0,0 | 17160 | 38 | 38 | 0 | 0 |
| 1996 | 35,6 | 7198 | 84,9 | 11752 | 2,8 | 629 | 0,0 | 0 | 58,1 | 0,0 | 17160 | 37 | 37 | 0 | 0 |
| 1997 | 35,1 | 7233 | 88,8 | 11841 | 2,9 | 632 | 0,0 | 0 | 60,4 | 0,0 | 17160 | 34 | 34 | 0 | 0 |
| 1998 | 27,9 | 7261 | 84,3 | 11925 | 2,3 | 634 | 0,0 | 0 | 66,8 | 0,0 | 17160 | 27 | 27 | 0 | 0 |
| 1999 | 28,0 | 7289 | 85,5 | 12010 | 2,3 | 637 | 0,0 | 0 | 67,3 | 0,0 | 17160 | 29 | 29 | 0 | 0 |
| 2000 | 26,7 | 7316 | 78,2 | 12089 | 2,2 | 639 | 0,0 | 0 | 65,9 | 0,0 | 17160 | 29 | 29 | 0 | 0 |
| 2001 | 24,6 | 7341 | 79,9 | 12169 | 2,0 | 641 | 0,0 | 0 | 69,2 | 0,0 | 17160 | 28 | 28 | 0 | 0 |
| 2002 | 21,1 | 7362 | 71,0 | 12240 | 1,7 | 643 | 0,0 | 0 | 70,3 | 0,0 | 17160 | 27 | 27 | 0 | 0 |
| 2003 | 25,0 | 7387 | 77,9 | 12317 | 2,0 | 645 | 0,0 | 0 | 67,9 | 0,0 | 17160 | 26 | 26 | 0 | 0 |
| 2004 | 27,3 | 7414 | 84,0 | 12401 | 2,2 | 647 | 0,0 | 0 | 67,4 | 0,0 | 17160 | 26 | 26 | 0 | 0 |
| 2005 | 26,7 | 7441 | 78,2 | 12480 | 2,2 | 649 | 0,0 | 0 | 65,9 | 0,0 | 17160 | 25 | 25 | 0 | 0 |
| 2006 | 31,8 | 7473 | 106,6 | 12566 | 2,7 | 652 | 0,0 | 0 | 70,2 | 0,0 | 17160 | 27 | 26 | 1 | 0 |
| 2007 | 26,1 | 7499 | 113,2 | 12699 | 2,0 | 654 | 0,0 | 0 | 76,9 | 0,0 | 17160 | 19 | 19 | 0 | 0 |
| 2008 | 29,6 | 7528 | 101,3 | 12801 | 2,1 | 656 | 0,0 | 0 | 70,7 | 0,0 | 17160 | 19 | 19 | 0 | 0 |
| 2009 | 24,9 | 7553 | 91,2 | 12892 | 1,9 | 658 | 0,0 | 0 | 72,7 | 0,0 | 17160 | 19 | 19 | 0 | 0 |
| 2010 | 35,8 | 7589 | 162,5 | 13054 | 2,1 | 660 | 0,0 | 0 | 78,1 | 0,0 | 17160 | 28 | 28 | 0 | 0 |
| 2011 | 45,6 | 7634 | 175,1 | 13230 | 4,2 | 664 | 0,0 | 0 | 73,9 | 0,0 | 17160 | 28 | 27 | 1 | 0 |
| 2012 | 37,4 | 7672 | 145,3 | 13375 | 3,2 | 667 | 0,0 | 0 | 74,3 | 0,0 | 17160 | 29 | 28 | 1 | 0 |
| 2013 | 25,0 | 7697 | 97,3 | 13472 | 1,9 | 669 | 0,0 | 0 | 74,4 | 0,0 | 17160 | 22 | 21 | 1 | 0 |

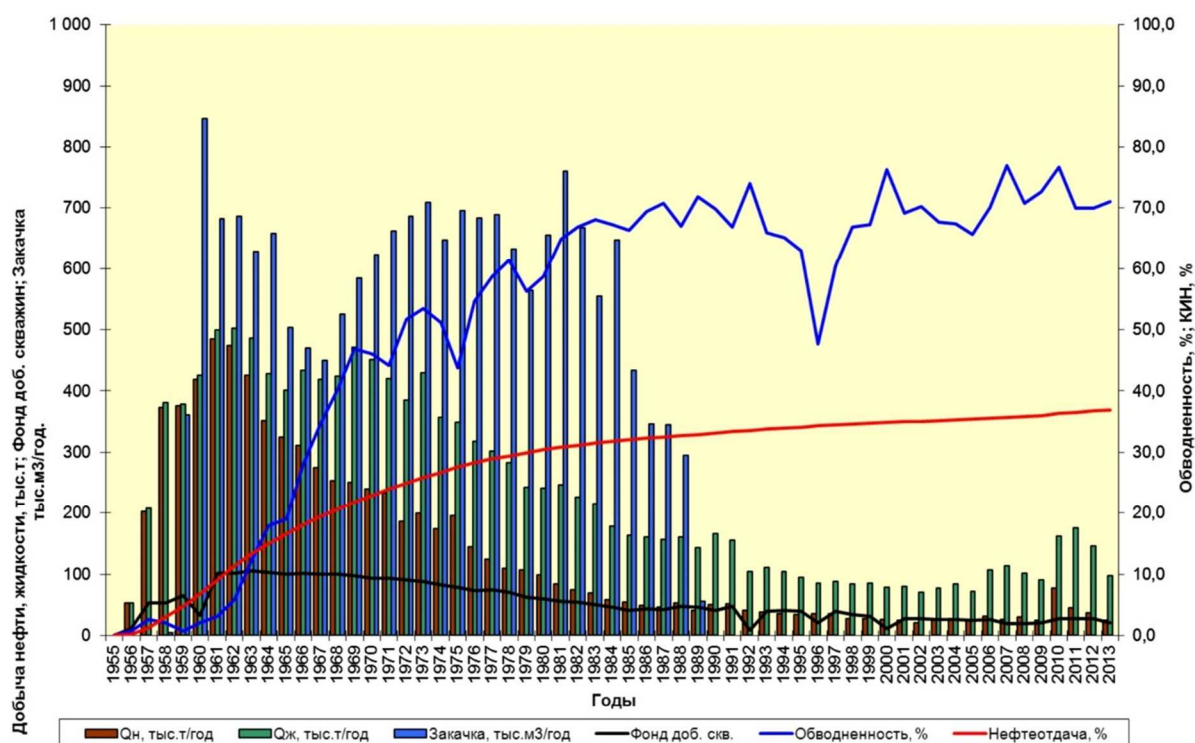


Рисунок 2 – Основные фактические показатели разработки V горизонта

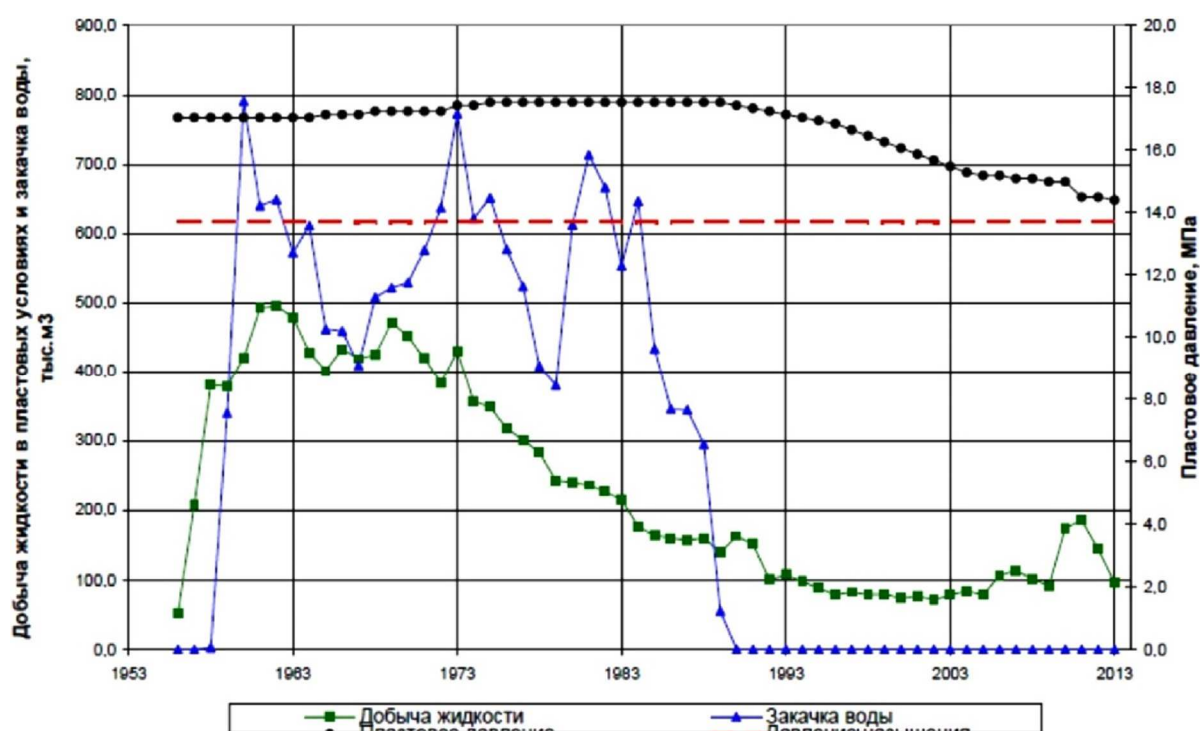


Рисунок 3 – Энергетическое состояние залежи V горизонта

Текущий коэффициент нефтеотдачи участка залежи, ограниченного линией скважин №№ 840-69-396-397-48-807-830 и водонефтяным контактом составляет 0,408 при текущей обводнённости продукции 84 %; по другим блокам, разграниченным линией нагнетания, варьирует в пределах 0,24–0,36. Наименьшей выработанностью характеризуется западное крыло залежи.

Совокупность технологических показателей разработки объекта позволяют рекомендовать довыработку остаточных запасов нефти по залежи с восстановлением системы ППД с интенсификацией отборов по западному крылу залежи путём возврата

добывающего фонда скважин с IV горизонта после отработки на нём и бурения новых скважин. Распределение скважин V горизонта по текущим показателям разработки показано на рисунке 4.

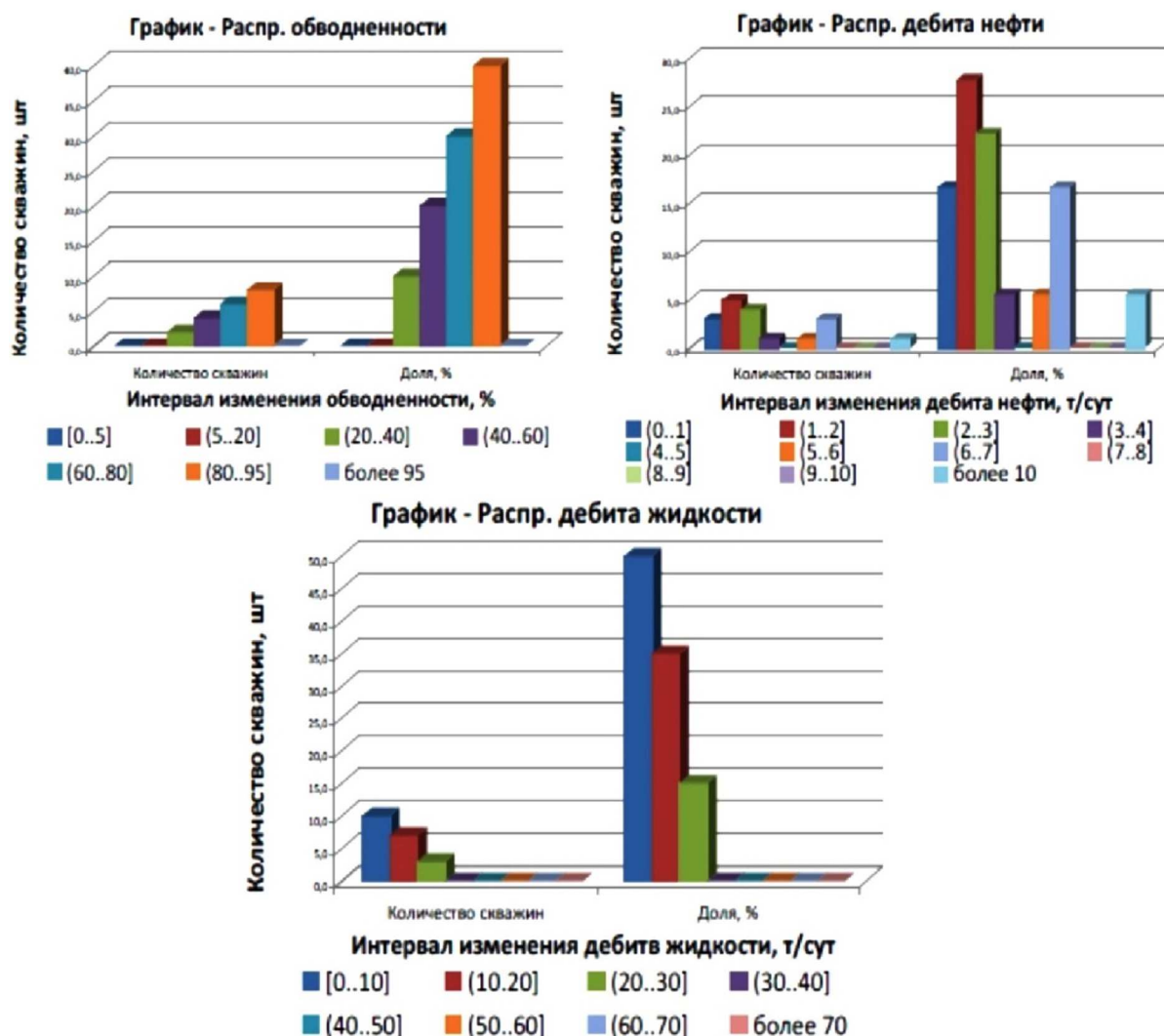


Рисунок 4 – Распределения скважин участка V горизонта по текущим показателям разработки

Нефтяная залежь VI горизонта

Фактические показатели разработки VI горизонта приведены в таблице 3 и на рисунке 5.

Залежь нефти первоначально разрабатывалась совместно VI горизонтом и только в 80-х годах выделена в самостоятельный объект разработки со средней плотностью сетки скважин 13,6 га/скв.

Максимальные уровни добычи нефти достигнуты в 1958 году 251,5 тыс. тонн при обводнённости продукции 0,3 %. Темп отбора начальных извлекаемых запасов составлял 6,5 %. Залежи нефти практически сразу (с 1957 года) разрабатывалась с применение приконтурного и внутриконтурного заводнения с рядным расположением скважин.

Нагнетание воды способствовала вытеснению нефти и стабильному пластовому давлению по залежи, однако, уровни компенсации отборов пластовых флюидов 120–220 % следует признать чрезмерными.

В последующем разработка залежи характеризуется снижением уровней добычи нефти, вызванным быстрым обводнением скважин закачиваемой водой.

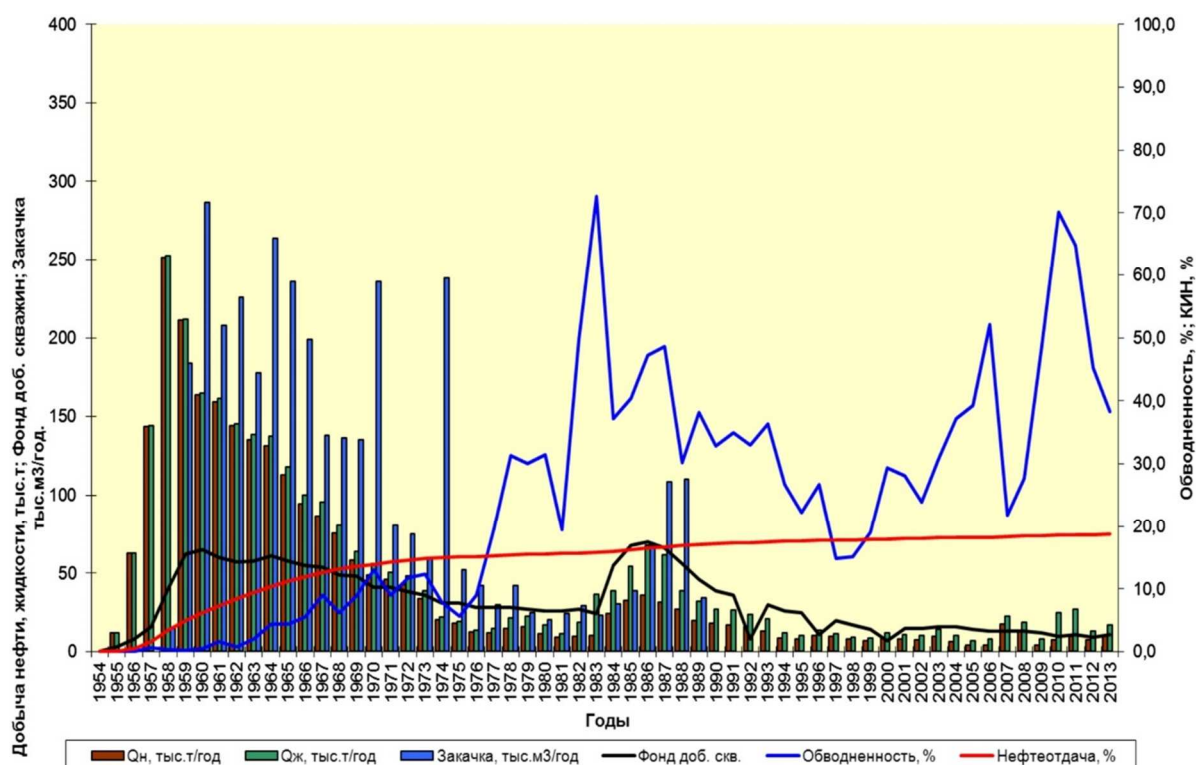


Рисунок 5 – Основные фактические показатели разработки VI горизонта

Объединение залежей в единый эксплуатационный объект разработки в условиях отсутствия промысловых геофизических исследований по контролю за разработкой привело к субъективному распределению отборов жидкости и нагнетания по скважинам, что затрудняет определение выработанных участков и пропластков по залежам V и VI горизонтам.

Кроме того, по обеим залежам имелись неточности при выделении нефтенасыщенных толщин, что привело к завышению геологических и извлекаемых запасов нефти.

Важной особенностью разработки объекта является перевод скважин на IV горизонт при снижении производительности по целевому горизонту даже при обводнённости продукции 10–30 %, что обусловило наличие невыработанных участков залежи.

Залежь нефти характеризуется выработанностью 65,7 % и обеспеченностью текущей добычи нефти остаточными извлекаемыми запасами 79 лет.

Залежь нефти VI горизонта является второй по величине запасов нефти из всех «прочих» подсчётных объектов месторождения.

Залежь нефти разрабатывалась с применением приконтурного и внутриконтурного заводнения с самого начала разработки, накопленная компенсация отборов закачкой составляет 133,2 %. Нагнетание воды прекращено в 1989 году. В эксплуатации находится 11 скважин со средним дебитом по нефти 3 тонн/сут.

За 2017 год добыто 10,4 тыс. тонн нефти при обводнённости продукции 62 %, что составляет 0,3 % от начальных извлекаемых запасов и 0,78 % от текущих.

Всего по объекту добыто 2551 тыс. тонн нефти, текущий коэффициент нефтеизвлечения составляет 0,188. Энергетическое состояние залежи VI горизонта представлено на рисунке 6.

Текущий коэффициент нефтеотдачи участка залежи, ограниченного линией скважин №№ 524-331-895-890-885-1796-776-322 и водонефтяным контактом составляет 0,294 при обводнённости продукции переведённого на вышележащий объект разработки менее 30 %, по другим блокам, разграниченным линией нагнетания, варьирует в пределах 0,16–0,24. Наименьшей выработанностью характеризуется западное крыло залежи. Распределения скважин VI горизонта по текущим показателям разработки представлены на рисунке 7.

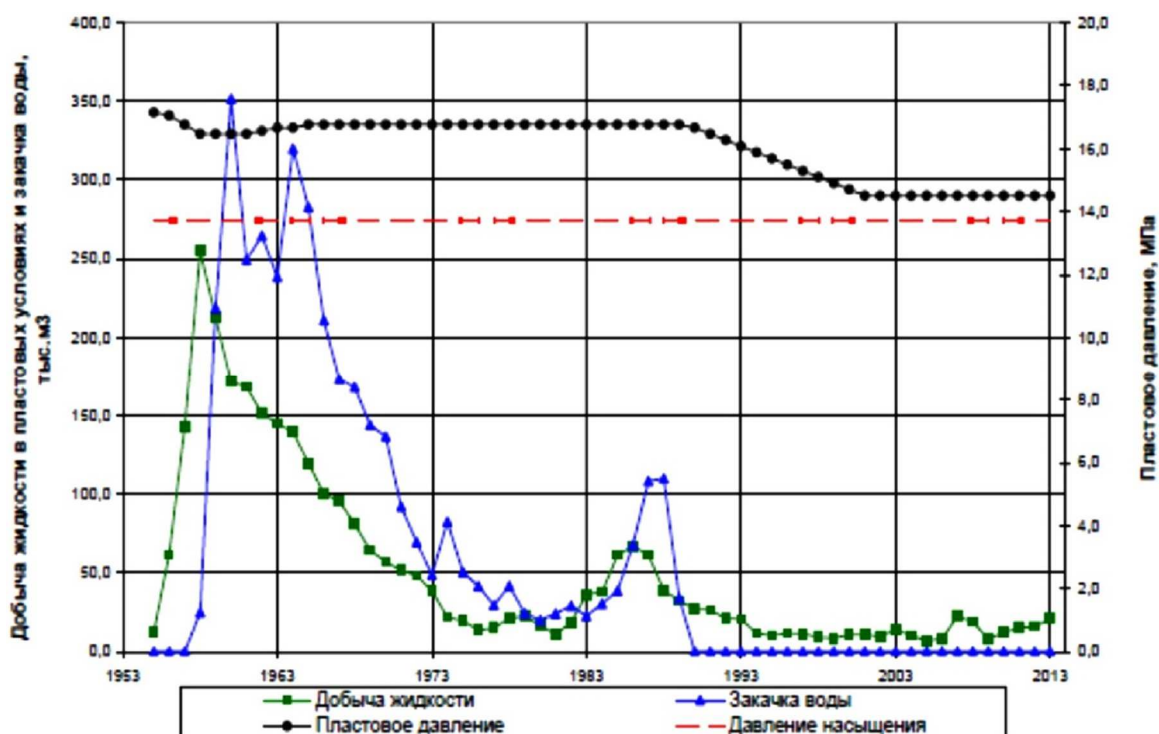


Рисунок 6 – Энергетическое состояние залежи VI горизонта

Указанные факторы позволяют констатировать наличие больших невыработанных участков залежи и возможность обеспечения коэффициента нефтеизвлечения на уровне 0,35–0,40.

Подтверждением такого убеждения являются результаты гидроразрывов пластов, выполненных по 5 скважинам горизонта в 2007 году и 7 скважинам в 2010 году. Следует отметить, что скважины, выбранные под ГРП, находятся далеко не в лучших геологических условиях.

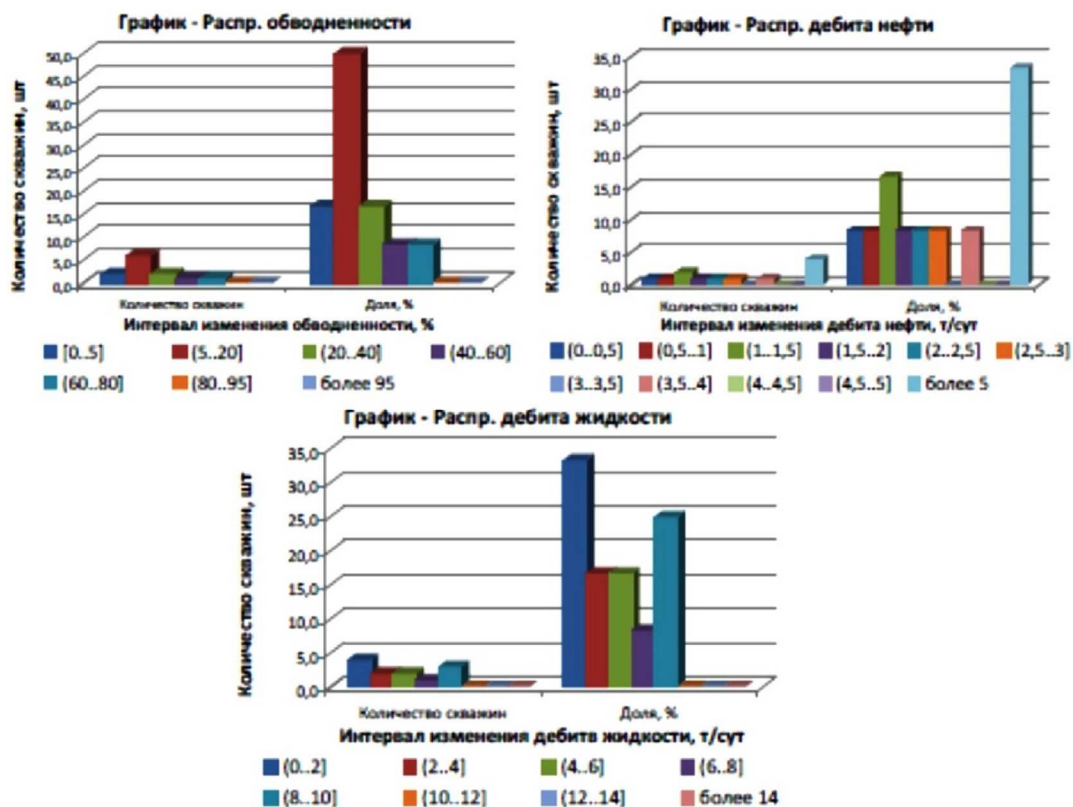


Рисунок 7 – Распределения скважин участка VI горизонта по текущим показателям разработки

Поддержание пластового давления по залежи обеспечило постоянство пластового давления в динамике на уровне первоначального 17,4 МПа, которое держалось до 1990 года. Текущее пластовое давление по данным исследований 11 скважин показывает существование депрессионной воронки, вызванной интенсификацией отборов после ГРП, и составляет в среднем 14,1 МПа в зоне отбора. Указанное снижение пластового давления позволяет рекомендовать организацию очагового ППД непосредственно на анализируемом объекте.

Совокупность технологических показателей разработки объекта позволяют рекомендовать довыработку остаточных запасов нефти по залежи с возобновления системы ППД с интенсификацией отборов по всей площади залежи путём бурения добывающего фонда скважин с обязательным проведением ГРП во всех скважинах.

Обоснование вариантов разработки

Всего по месторождению рассмотрено три укрупнённых варианта разработки.

Первым технологическим вариантом предусматривается продолжение разработки по сложившейся системе. По данному варианту из геолого-технических мероприятий предусмотрен только перенос интервалов перфорации на IV горизонте.

Второй вариант разработки предполагает продолжение реализации утверждённых ЦКР проектных решений с некоторой их корректировкой в связи с изменившимися геологическими представлениями о продуктивных пластах.

В варианте 3 в дополнение к решениям варианта 2 намечены дополнительные мероприятия по интенсификации нефтедобычи и увеличению нефтеотдачи пластов, довыработке слабодренированных запасов, оптимизации системы разработки путём отказа от высокочрезмерных, но технологически малоэффективных мероприятий.

По каждому из выделенных эксплуатационных объектов рассмотрены следующие варианты разработки.

V горизонт

По варианту 1 предусматривается продолжение разработки по сложившейся системе.

Вариант 2 предполагает реализацию решений утверждённого ПТД с бурением новых добывающих скважин. Из 52 предусмотренных проектом скважин, согласно новому геологическому представлению, 3 попали в зону отсутствия коллектора. Поэтому бурится 48 новых добывающих скважин, из которых 10 горизонтальных, 39 с ГРП, а также 3 нагнетательных скважины.

По варианту 3 предполагается оптимизация системы разработки.

В частности, вместо бурения по варианту 2 новых скважин намечен возврат 17 добывающих скважин с проведением в них ГРП, а также проведения ремонтных работ, реперфорация и повторный ввод в работу ранее выведенных из эксплуатации 7 скважин.

Во всех скважинах запланирована оптимизация режимов работы путём целенаправленного изменения фильтрационных потоков.

VI горизонт

По варианту 1 предусматривается продолжение разработки по сложившейся системе.

Вариант 2 предполагает реализацию решений утверждённого ПТД с бурением новых добывающих скважин. Из 26 предусмотренных проектом скважин, согласно новому геологическому представлению, 1 попала в зону отсутствия коллектора. Поэтому бурится 25 новых добывающих скважин, из которых 10 горизонтальных, 15 с ГРП, а также 20 нагнетательных скважин.

По варианту 3 предполагается оптимизация системы разработки.

В частности, вместо намеченных вариантом 2 бурения 25 новых скважин предусмотрен возврат 29 добывающих скважин. Во всех скважинах проводится ГРП. В качестве геолого-технических мероприятий также осуществляется реперфорация, обработки ПЗП, оптимизация режимов работы скважин с направленным изменением фильтрационных потоков.

Динамика добычи нефти и КИН по вариантам разработки Анастасиевско-Троицкого месторождения показана на рисунке 8, динамика технологических показателей по варианту 3 разработки приведена на рисунке 9.

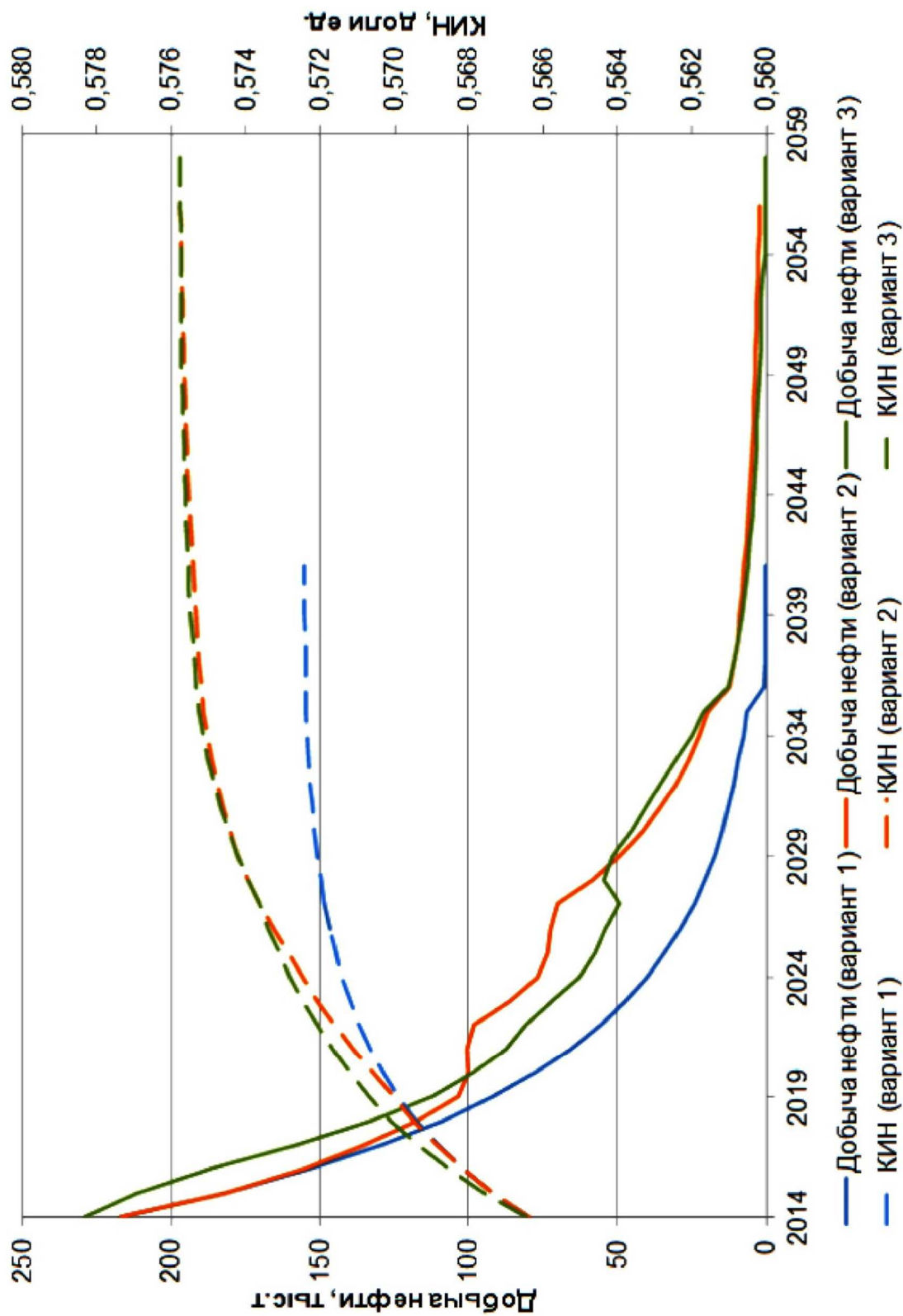


Рисунок 8 – Динамика добычи нефти и КИН по вариантам разработки Анастасиевско-Троицкого месторождения

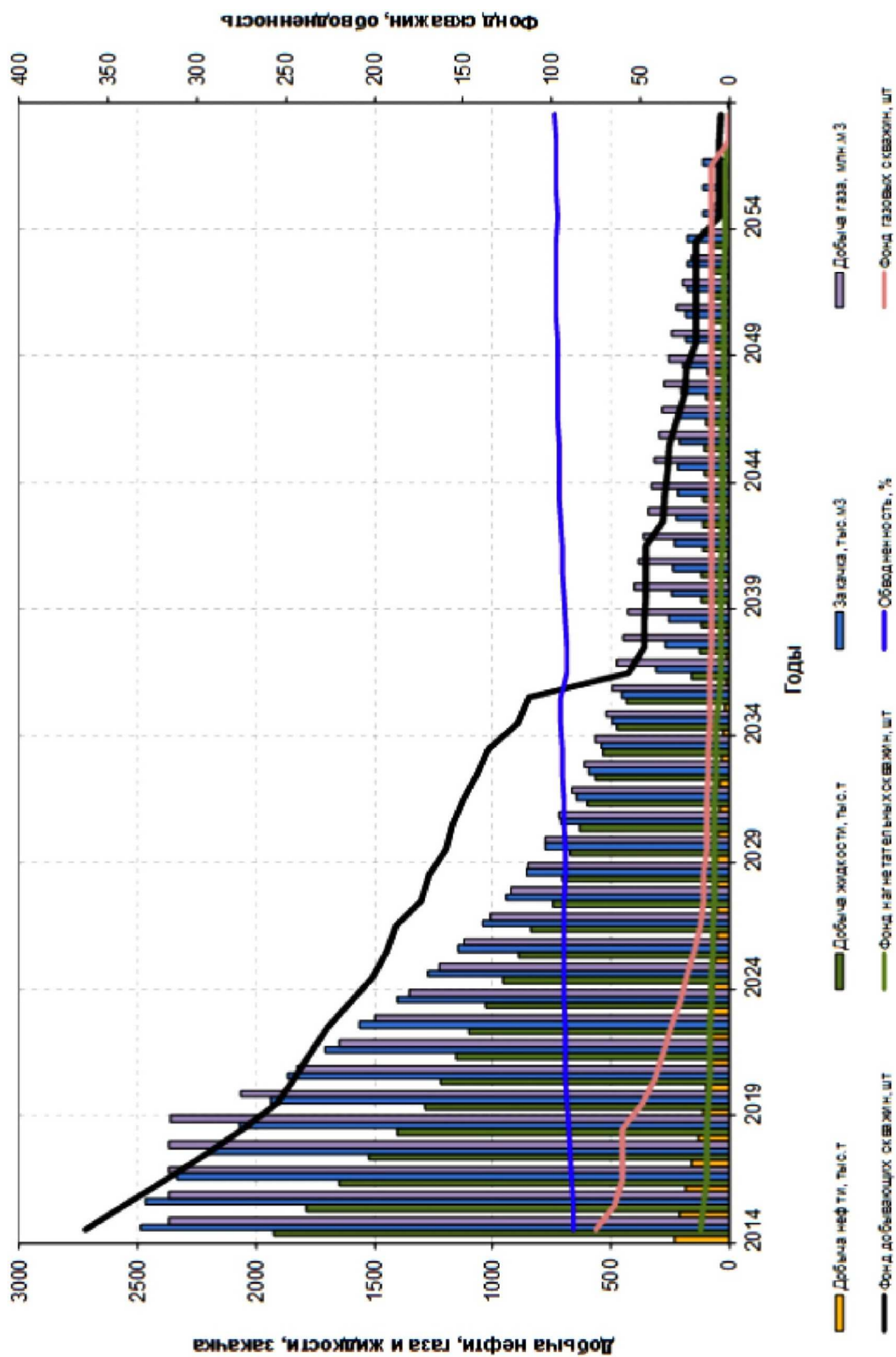


Рисунок 9 – Динамика технологических показателей по варианту 3 разработки Анастасиевско-Троицкого месторождения

Технико-экономический анализ вариантов разработки

Сопоставление основных экономических показателей по вариантам разработки объектов и месторождения в целом приведено в таблице 4. Разработка Анастасиевско-Троицкого месторождения рентабельна по всем рассмотренным вариантам в целом по месторождению.

Таблица 4 – Сопоставление основных технико-экономических показателей вариантов разработки Анастасиевско-Троицкого месторождения

| Показатели | V горизонт | | |
|---|----------------|--------------|--------------|
| | Вариант 1 | Вариант 2 | Вариант 3* |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| Завершение | | | |
| рентабельного периода | 2019 | 2019 | 2019 |
| проектного периода | 2026 | 2056 | 2053 |
| Остаточные извлекаемые запасы нефти на 01.01.2017 г. | | | |
| рентабельный срок | 62 | 62 | 62 |
| проектный срок | 90 | 421 | 252 |
| Остаточные извлекаемые запасы конденсата на 01.01.2017 г. | | | |
| рентабельный срок | 0 | 0 | 0 |
| проектный срок | 0 | 0 | 0 |
| Остаточные извлекаемые запасы растворённого газа на 01.01.2017 г. | | | |
| рентабельный срок | 5 | 5 | 5 |
| проектный срок | 8 | 37 | 22 |
| Остаточные извлекаемые запасы свободного газа и газа газовых шапок на 01.01.2017 г. | | | |
| рентабельный срок | 0 | 0 | 0 |
| проектный срок | 0 | 0 | 0 |
| Фонд скважин, всего, добывающих / нагнетательных | 20 | 69/3 | 37 |
| в том числе | | | |
| из бурения | – | 49/3 | – |
| вертикальных скважин | – | 39/3 | – |
| горизонтальных скважин | – | 10 | – |
| зарезка боковых стволов | – | – | – |
| возвратный фонд | – | – | 17 |
| Средний дебит нефти, тонн/сут. | | | |
| начальный | 3,2 | 3,2 | 3,2 |
| конечный | 0,3 | 0,2 | 0,3 |
| Обводнённость, % | | | |
| рентабельный срок | 86,9 | 86,9 | 86,9 |
| проектный срок | 98,0 | 98,0 | 98,0 |
| Капитальные вложения, млн руб. | | | |
| рентабельный срок | 24 | 24 | 24 |
| проектный срок | 66 | 5 167 | 397 |
| Эксплуатационные затраты, млн руб. | | | |
| рентабельный срок | 563 | 563 | 562 |
| проектный срок | 1 174 | 11 446 | 4 045 |
| Себестоимость, руб./т | | | |
| рентабельный срок | 8 524 | 8 524 | 8 515 |
| проектный срок | 12 193 | 25 420 | 15 007 |
| Чистый дисконтированный доход ($K_{диск} = 0,1$), млн руб. | | | |
| рентабельный срок | 144 | 144 | 144 |
| проектный срок | 62 | -2524 | -131 |
| Доход государства, млн руб. | | | |
| рентабельный срок | 432 | 432 | 432 |
| проектный срок | 554 | 1357 | 849 |
| КИН, доли ед. | | | |
| рентабельный срок (эконом.) | 0,360 | 0,360 | 0,360 |
| проектный срок (технолог.) | 0,361 | 0,377 | 0,369 |
| Индекс доходности затрат, доли ед. | 1,06 | 0,48 | 0,93 |
| Период окупаемости, лет | в год вложения | не окупаются | не окупаются |

Отраслевые научные и прикладные исследования: Науки о земле

Окончание таблицы 4

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|---|-------------------|--------------|-------------------|
| Завершение | | | |
| рентабельного периода | 2023 | 2024 | 2035 |
| проектного периода | 2048 | 2048 | 2058 |
| Остаточные извлекаемые запасы нефти на 01.01.2017 г. | | | |
| рентабельный срок | 81 | 85 | 258 |
| проектный срок | 115 | 236 | 306 |
| Остаточные извлекаемые запасы конденсата на 01.01.2017 г. | | | |
| рентабельный срок | 0 | 0 | 0 |
| проектный срок | 0 | 0 | 0 |
| Остаточные извлекаемые запасы растворённого газа на 01.01.2017 г. | | | |
| рентабельный срок | 8 | 9 | 26 |
| проектный срок | 12 | 24 | 30 |
| Остаточные извлекаемые запасы свободного газа и газа газовых шапок на 01.01.2017 г. | | | |
| рентабельный срок | 0 | 0 | 0 |
| проектный срок | 0 | 0 | 0 |
| Фонд скважин, всего, добывающих / нагнетательных | 13 | 38/20 | 41 |
| в том числе | | | |
| из бурения | – | 25/20 | – |
| вертикальных скважин | – | 15/20 | – |
| горизонтальных скважин | – | 10 | – |
| зарезка боковых стволов | – | – | – |
| возвратный фонд | – | – | 28 |
| Средний дебит нефти, тонн/сут. | | | |
| начальный | 3,2 | 3,2 | 3,2 |
| конечный | 0,1 | 0,1 | 0,1 |
| Обводнённость, % | | | |
| рентабельный срок | 74,7 | 77,2 | 80,1 |
| проектный срок | 98,0 | 98,0 | 98,2 |
| Капитальные вложения, млн руб. | | | |
| рентабельный срок | 41 | 45 | 235 |
| проектный срок | 134 | 4 436 | 371 |
| Эксплуатационные затраты, млн руб. | | | |
| рентабельный срок | 748 | 791 | 2 424 |
| проектный срок | 1 474 | 6 929 | 3 499 |
| Себестоимость, руб./т | | | |
| рентабельный срок | 8 551 | 8 621 | 8 701 |
| проектный срок | 11851 | 27138 | 10581 |
| Чистый дисконтированный доход ($K_{диск} = 0,1$), млн руб. | | | |
| рентабельный срок | 178 | 179 | 221 |
| проектный срок | 137 | –1260 | 189 |
| Доход государства, млн руб. | | | |
| рентабельный срок | 463 | 474 | 756 |
| проектный срок | 524 | 890 | 788 |
| КИН, доли ед. | | | |
| рентабельный срок (эконом.) | 0,266 | 0,266 | 0,284 |
| проектный срок (технолог.) | 0,269 | 0,282 | 0,289 |
| Индекс доходности затрат, доли ед. | 1,14 | 0,55 | 1,13 |
| Период окупаемости, лет | в год вложения | не окупаются | в год вложения |

При реализации варианта 1 добыча нефти и конденсата за проектный срок составит 1747 тыс. тонн. Дисконтированный (при ставке дисконта 10 %) доход недропользователя составит 26116 млн руб., государству с учётом дисконта будет перечислено 31668 млн руб.

При реализации мероприятий, предложенных в варианте 2, добыча нефти и конденсата увеличится до 2379 тыс. тонн, дисконтированный доход недропользователя снизится до 21338 млн руб., доход государства увеличится до 33149 млн руб.

При реализации варианта 3 добыча нефти и конденсата за проектный срок составит 2361 тыс. тонн. Дисконтированный доход (при ставке дисконта 10 %) недропользователя составит 26147 млн руб., государству с учётом дисконта будет перечислено 33791 млн руб.

Вышесказанное позволяет рекомендовать к реализации вариант 3 разработки Анастасиевско-Троицкого месторождения, при реализации которого достигается ранее утверждённые значения КИН при высоких доходах как недропользователя, так и государства.

Технико-экономические показатели рекомендуемого варианта

За расчётный срок по варианту 3 разработки в целом по месторождению будет добыто 2361 тыс. тонн нефти и газового конденсата, 35,36 млрд м³ природного и попутного газа.

Для разработки месторождения потребуется 7346 млн руб. (без НДС) капитальных вложений.

Эксплуатационные расходы, рассчитанные по укрупнённой оценке, составят 58008 млн. руб., в т.ч.:

- 22002 млн руб. – текущие производственные затраты;
- 2098 млн руб. – затраты на проведение ГТМ;
- 20355 млн руб. – налоги и отчисления в себестоимости;
- 13355 млн руб. – амортизационные отчисления.

Чистый доход от реализации нефти и газа составит 58268 млн руб., чистый дисконтированный доход (при ставке дисконта 10 %) 26147 млн руб. Индекс доходности затрат 1,50. В бюджет поступит с учётом дисконта 33791 млн руб. (ЧДДб).

При изменении нормы дисконта до 0,15 показатели эффективности составят:

- ЧДД 20481 млн руб.;
- ИДДз 1,46 доли ед.;
- дисконтированный доход государства 27988 млн руб.

Анализ расчётных величин КИН

Сопоставление коэффициентов извлечения нефти по вариантам разработки Анастасиевско-Троицкого месторождения и коэффициентов извлечения, полученных для рассмотренных вариантов разработки, приведено в таблице 5. Там же приводятся значения составляющих КИН: коэффициентов охвата и вытеснения.

Таблица 5 – Сопоставление коэффициентов извлечения нефти по вариантам разработки Анастасиевско-Троицкого месторождения

| Объект эксплуатации | Категория запасов | Вариант разработки | Коэффициент охвата | Коэффициент вытеснения | КИН |
|---------------------|----------------------------------|--------------------|--------------------|------------------------|-------|
| IV (ВПГЧ / ОПЧ) | A | 1 | 0,240/0,847 | 0,525/0,830 | 0,633 |
| | | 2 | 0,254/0,847 | 0,525/0,830 | 0,634 |
| | | 3 | 0,240/0,847 | 0,525/0,830 | 0,633 |
| IVa | A | 1 | 0,439 | 0,469 | 0,206 |
| | | 2 | 0,454 | 0,469 | 0,213 |
| | | 3 | 0,490 | 0,469 | 0,230 |
| V | A | 1 | 0,700 | 0,516 | 0,361 |
| | | 2 | 0,730 | 0,516 | 0,377 |
| | | 3 | 0,715 | 0,516 | 0,369 |
| VI | A+B ₁ +B ₂ | 1 | 0,576 | 0,467 | 0,269 |
| | | 2 | 0,604 | 0,467 | 0,282 |
| | | 3 | 0,618 | 0,467 | 0,289 |
| VIa | A | 1 | 0,839 | 0,513 | 0,431 |
| | | 2 | 0,854 | 0,513 | 0,438 |
| | | 3 | 0,958 | 0,513 | 0,492 |

Для обоснования значения КИН были выполнены расчёты по всем объектам разработки. Предложены варианты, позволяющие обеспечить достаточно полный отбор извлекаемых запасов.

Первый вариант разработки по всем объектам предполагает продолжение разработки по существующей системе. На IV горизонте осуществляется перенос интервалов перфорации по мере подъёма нефтяного слоя, на прочих объектах мероприятия не предусматриваются. Второй вариант предполагает реализацию не выполненных ранее мероприятий утверждённого проектного документа с бурением 100 добывающих, 23 нагнетательных и 6 горизонтальных газовых скважин. Третий вариант оптимизирует мероприятия варианта 2, а также предусматривает выполнение дополнительных мероприятий, в том числе направленных на выработку запасов не рассмотренного в ПТД объекта и двух вновь выявленных залежей.

Реализация третьего варианта разработки позволит по сравнению с вариантом 1 нарастить добычу по всем горизонтам, а также полностью отобрать запасы свободного газа.

Обоснование рекомендуемых извлекаемых запасов и КИН

В таблице 6 приведены расчётные извлекаемые запасы нефти и растворённого газа в целом по месторождению, по вариантам разработки эксплуатационных объектов.

Таблица 6 – Расчётные извлекаемые запасы нефти, растворённого газа и КИН по вариантам разработки Анастасиевско-Троицкого месторождения

| Вариант | Эксплуатационный объект | Геологические запасы | | | Извлекаемые запасы | | | Коэффициент извлечения нефти |
|---------|-------------------------|----------------------|---|--------------------|--------------------|--|--------------------|------------------------------|
| | | нефти, тыс. тонн | растворённого газа, млн. м ³ | ценных компонентов | нефти тыс. тонн | растворённого газа, млн м ³ | ценных компонентов | |
| 1 | V | 21431 | 1860 | – | 7741 | 672 | – | 0,361 |
| 2 | V | 21431 | 1860 | – | 8072 | 701 | – | 0,377 |
| 3 | V | 21431 | 1860 | – | 7903 | 686 | – | 0,369 |
| 1 | VI | 10027 | 1024 | – | 2702 | 276 | – | 0,269 |
| 2 | VI | 10027 | 1024 | – | 2823 | 288 | – | 0,282 |
| 3 | VI | 10027 | 1024 | – | 2893 | 294 | – | 0,289 |

Третий вариант разработки позволяет достичь наиболее высоких значений КИН и КИГ при положительных экономических показателях, поэтому извлекаемые запасы, рассчитанные по этому варианту, рекомендуются к утверждению.

Рекомендуемые к утверждению извлекаемые запасы нефти составляют в целом по месторождению 108979 тыс. тонн. При этом достигается КИН 0,576.

Накопленная добыча нефти по месторождению на 01.01.2017 г. составляет 106991 тыс. тонн, остаточные извлекаемые запасы нефти – 1988 тыс. тонн. Накопленная добыча свободного газа – 6001 млн м³, остаточные извлекаемые запасы – 470 млн м³. Накопленная добыча газа газовой шапки – 34738 млн м³, остаточные извлекаемые запасы – 34745 млн м³. Накопленная добыча конденсата – 377 тыс. тонн, остаточные извлекаемые запасы – 373 тыс. тонн.

Анализ выработки запасов

Нефтяная залежь V горизонта

Прогноз величины извлекаемых запасов нефти V горизонта выполнен по характеристикам вытеснения (рис. 10–12).

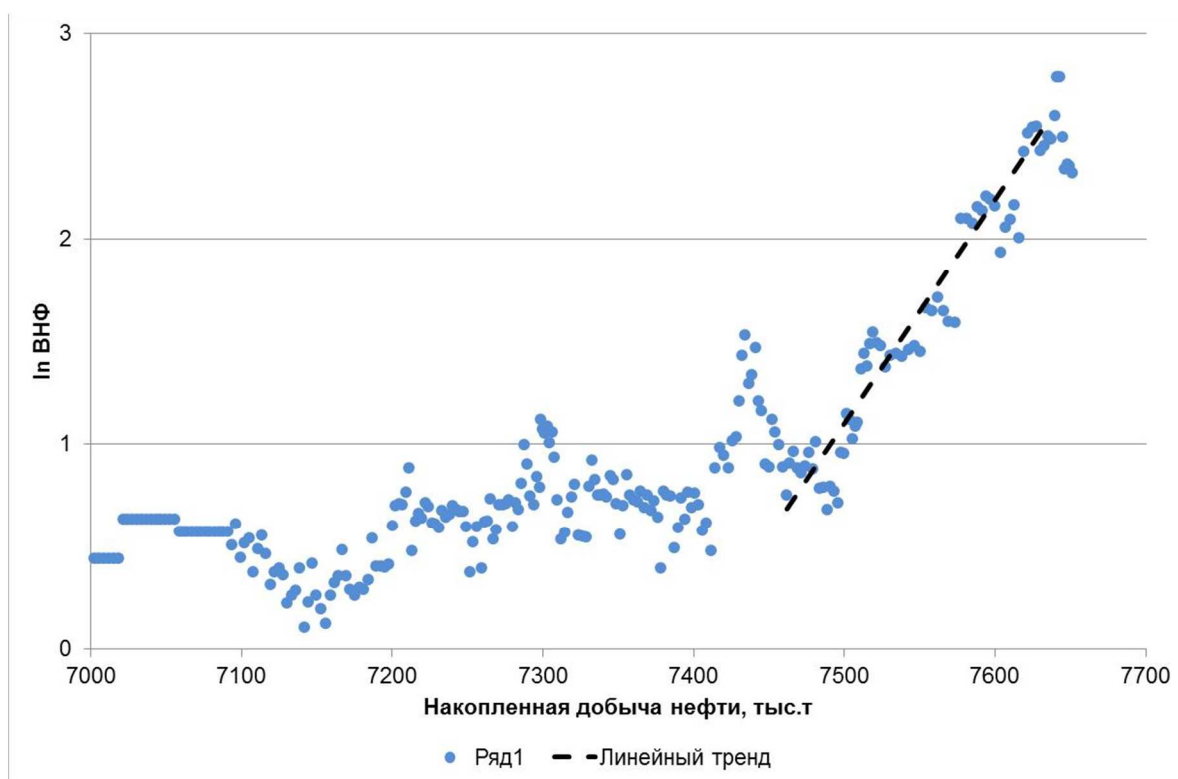


Рисунок 10 – Зависимость ln (ВНФ) от накопленной добычи нефти по V горизонту

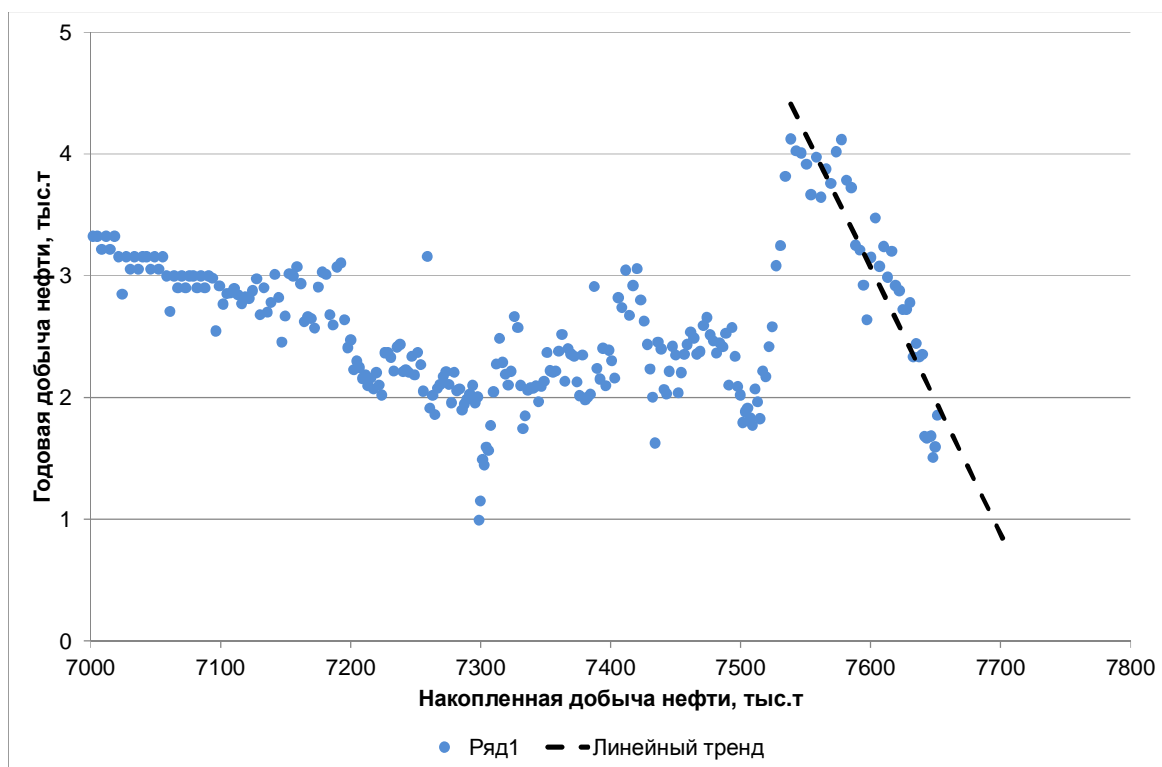


Рисунок 11 – Зависимость годовой добычи нефти от накопленной по V горизонту

Объём начальных извлекаемых запасов V горизонта, рассчитанный по характеристикам вытеснения, составляет 7755, 7740 и 7728 тыс. тонн соответственно. Средняя величина начальных извлекаемых запасов равна 7741 тыс. тонн. С учётом накопленной добычи на 01.01.2017 г. 7651 тыс. тонн получаем текущие извлекаемые запасы 90 тыс. тонн, что соответствует значению КИН, равному 0,361. Данный КИН достигается по существующей системе разработки, и он меньше утверждённого ранее на 0,012.

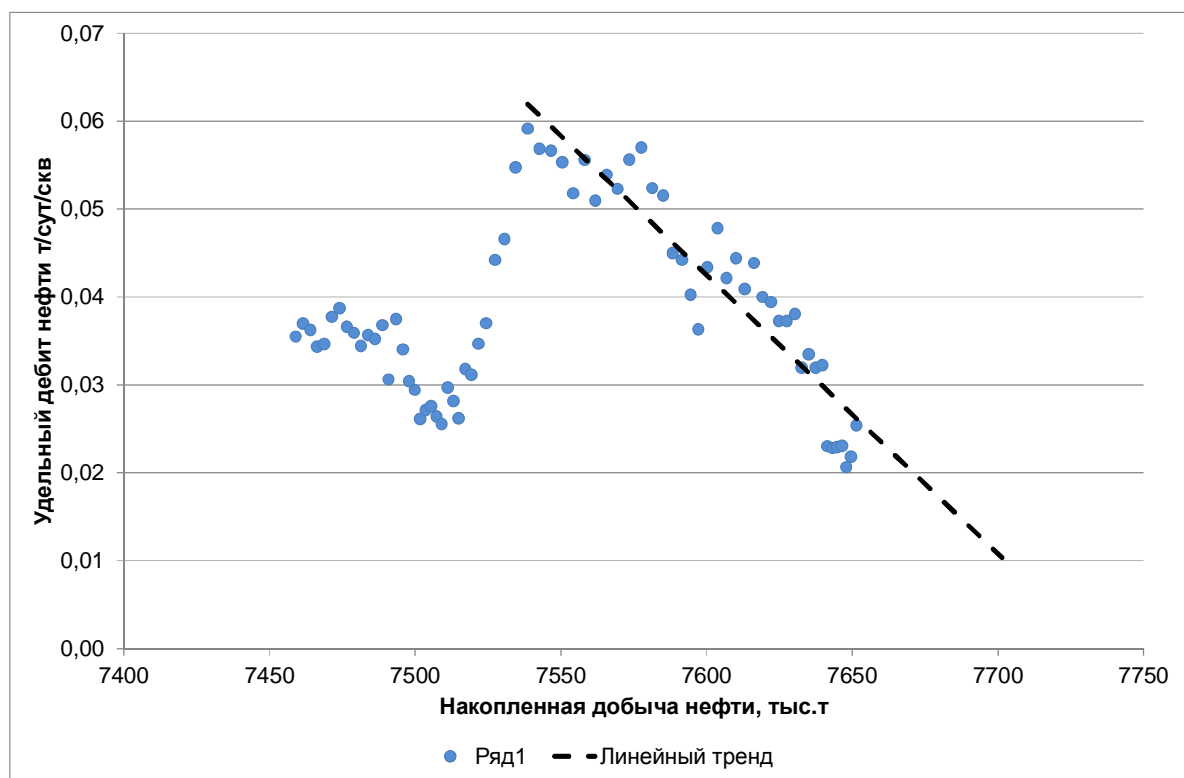


Рисунок 12 – Зависимость удельного дебита нефти от накопленной добычи нефти по V горизонту

Нефтяная залежь VI горизонта

Прогноз величины извлекаемых запасов нефти VI горизонта выполнен по характеристикам вытеснения (рис. 13–15).

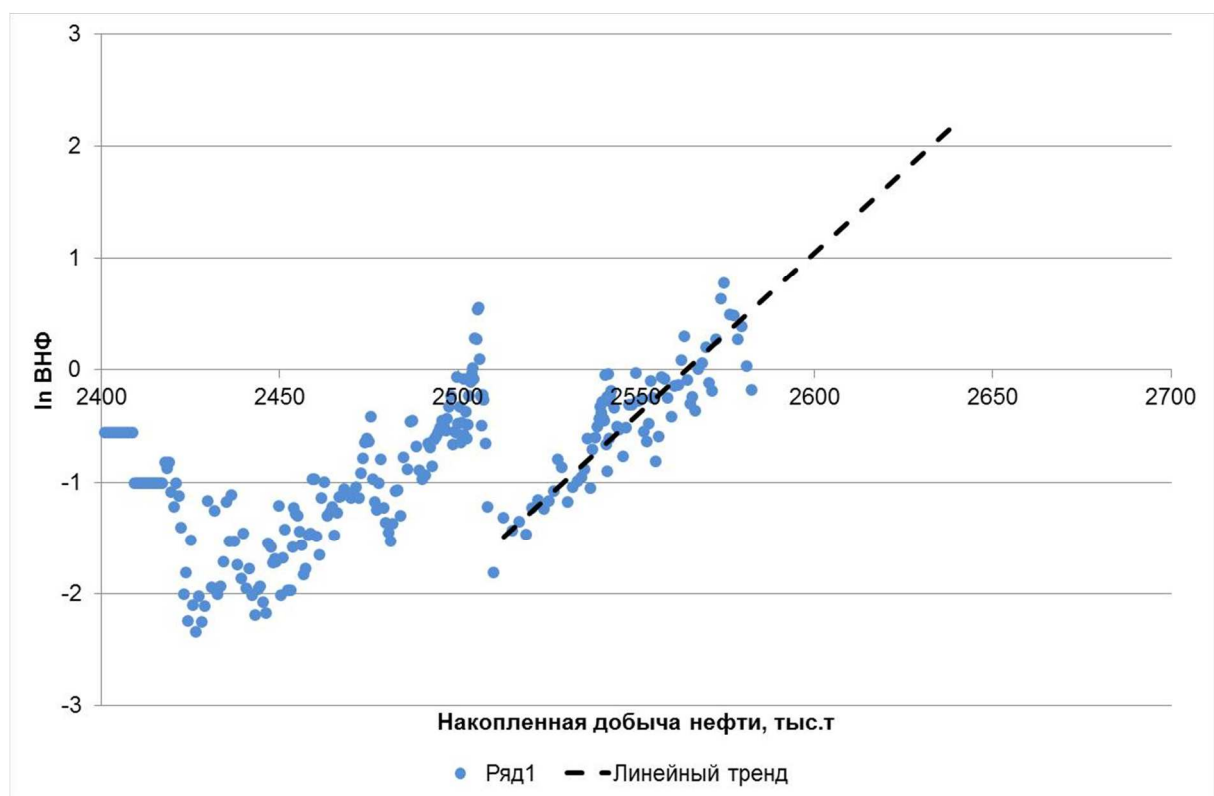


Рисунок 13 – Зависимость ln (ВНФ) от накопленной добычи нефти по VI горизонту

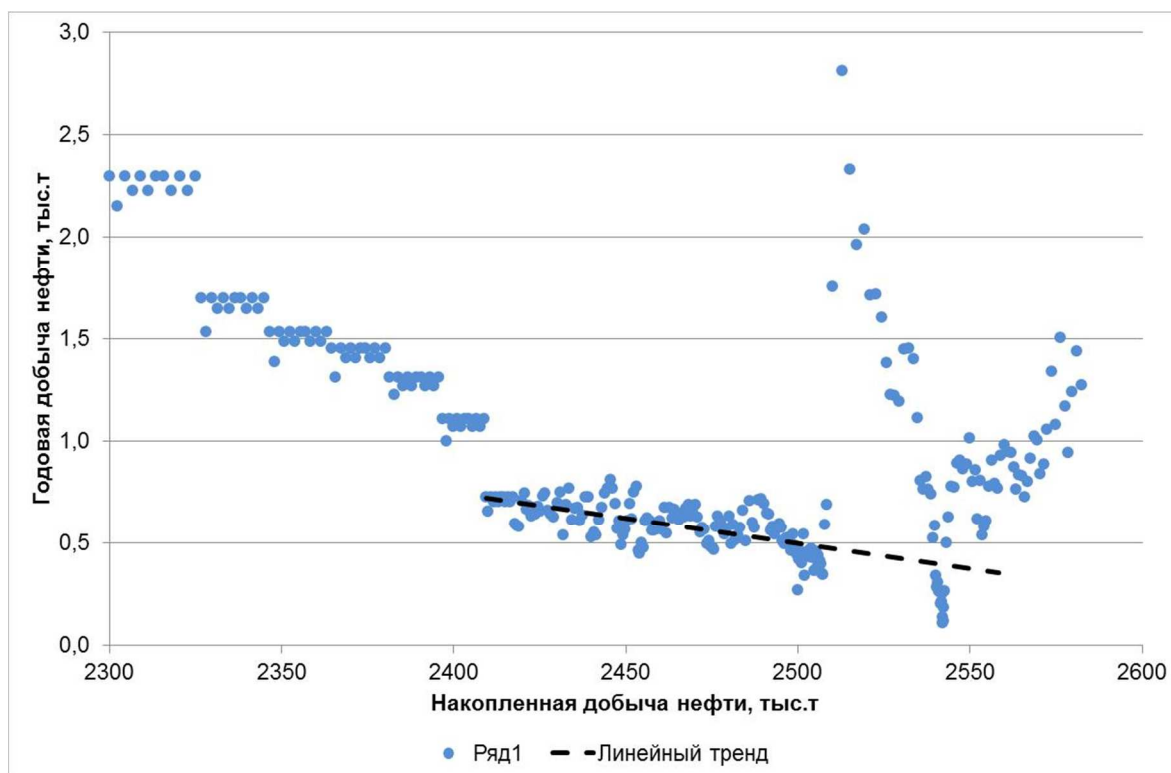


Рисунок 14 – Зависимость годовой добычи нефти от накопленной по VI горизонту

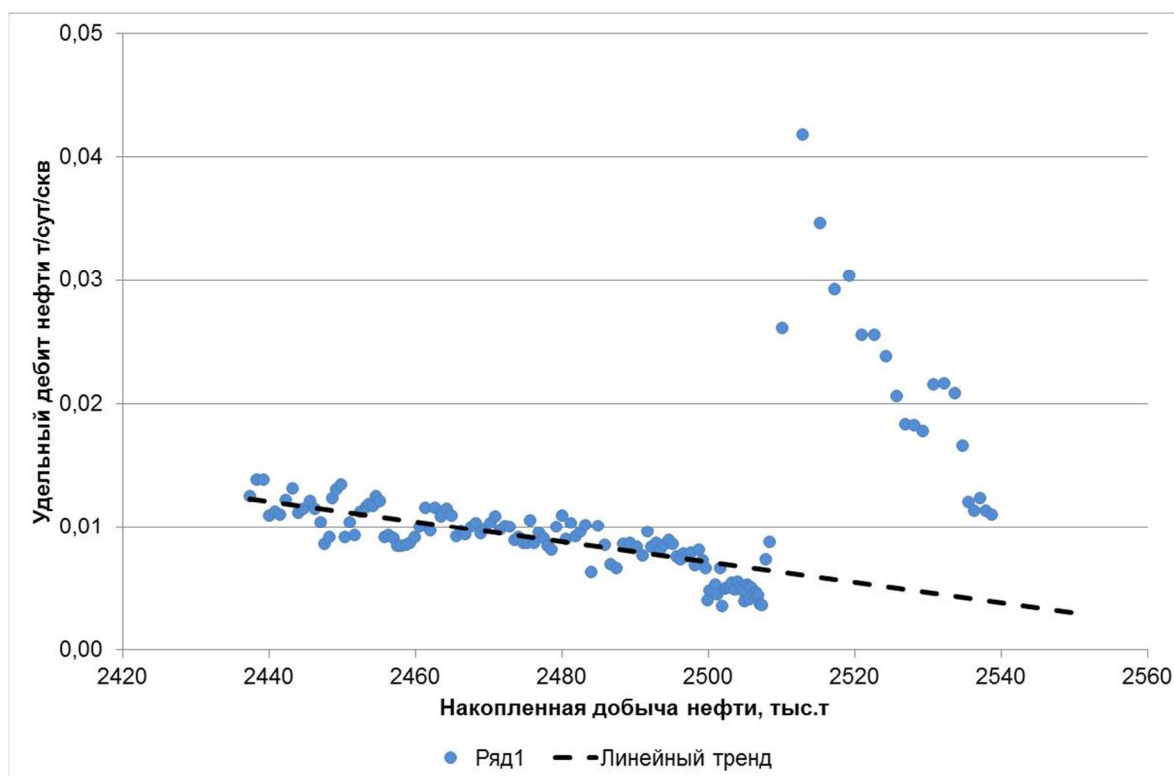


Рисунок 15 – Зависимость удельного дебита нефти от накопленной добычи нефти по VI горизонту

Объем начальных извлекаемых запасов VI горизонта, рассчитанный по характеристикам вытеснения, составляет 2698, 2646 и 2682 тыс. тонн соответственно. Средняя величина начальных извлекаемых запасов равна 2675 тыс. тонн. С учётом накопленной добычи на 01.01.2017 г. 2587 тыс. тонн получаем текущие извлекаемые запасы 88 тыс. тонн, что соответствует значению КИН, равному 0,284. Данный КИН достигается по существующей системе разработки, и он меньше утверждённого ранее на 0,001.

Заключение

В статье приведены сведения об общей характеристике Анастасиевско-Троицкого газонефтяного месторождения, анализ текущего состояния разработки, анализ выработки запасов, обоснование вариантов разработки и технико-экономический анализ, а также анализ расчётных величин КИН.

Технологические варианты разработки залежей углеводородов продуктивных горизонтов сформированы с учётом сложившихся условий разработки, распределения остаточных запасов нефти и газа в каждом из горизонтов при условии рационального использования имеющегося эксплуатационного фонда скважин по месторождению.

Для наиболее полного извлечения остаточных запасов нефти (подвижных, извлекаемых) по каждому объекту намечены геолого-технологические мероприятия, направленные на получение наибольшей эффективности процесса разработки по каждой залежи и по каждому эксплуатационному объекту.

Основными видами геолого-технических мероприятий, которые предполагается выполнить в течение прогнозного периода разработки месторождения, являются:

- вывод добывающих и нагнетательных скважин из бездействия и простоя;
- перевод скважин на другой объект при условии выполнения ими технологических задач на основном объекте;
- эксплуатационное бурение по всем «прочим» эксплуатационным объектам;
- бурение новых горизонтальных газовых скважин;
- по нефтяным объектам в зонах с ухудшенными характеристиками целесообразно будет применение гидроразрыва пласта. Положительные результаты, полученные на месторождении, позволяют рассчитывать на увеличение продуктивности скважин при применении ГРП.

Применение перечисленных выше мероприятий позволяет существенно повысить эффективность процесса извлечения нефти и обеспечить достижение коэффициентов нефтеотдачи по каждой залежи продуктивных горизонтов.

Литература

1. Савченко А.П. Проект доразработки нефтегазовой залежи IV горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения. – 2002.
2. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
5. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
6. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
7. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
8. Попов В.В. [и др.]. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
9. Попов В.В. [и др.]. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
10. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
11. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
12. Айдамирова З.Г., Бачаева Т.Х. Оценка перспектив нефтегазоносности понт-меотических отложений Прибрежной группы месторождений северного борта Западно-Кубанского прогиба // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 13–16.

13. Березовский Д.А. [и др.]. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
14. Бондаренко В.А., Чуйкин Е.П., Савенок О.В. Экологический мониторинг скважин IV горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения в условиях интенсивного пескопроявления // Сборник докладов IV Международной научно-практической конференции с элементами научной школы для молодёжи «Экологические проблемы нефтедобычи – 2014» (21–23 октября 2014 года, г. Уфа). – Уфа : изд-во «РИЦ УГНТУ», 2014. – С. 32–34.
15. Бондаренко В.А., Чуйкин Е.П., Савенок О.В. Характеристика состояния и принципы вариативной технологии заканчивания на Анастасиевско-Троицком месторождении // Нефть. Газ. Новации. – 2014. – № 11 (190). – С. 28–36.
16. Борзов М.И. Выбор способа эксплуатации нефти IV горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – № 1. – С. 58–79.
17. Гаделева Д.Д., Вахитова Г.Р. Обоснование коэффициента нефтегазонасыщенности пластов-коллекторов // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 47–50.
18. Глебова Л.В., Лобова Е.М. Уникальные свойства нефти IV горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения // Геология, география и глобальная энергия, 2017. – № 4 (67). – С. 48–52.
19. Дембицкий С.И., Катышева М.Д., Ярметов В.Е. О достоверности оценки начальной нефтенасыщенности продуктивных коллекторов на Анастасиевско-Троицком месторождении // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 8. – С. 17–21.
20. Жихор П.С. [и др.]. Применение некоторых методов факторного анализа для совершенствования технологии крепления призабойной зоны скважин IV горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения // Наука и техника в газовой промышленности. – 2014. – № 1 (57). – С. 86–91.
21. Журавский В.В., Сергеев В.Л. Оценка извлекаемых запасов газовых и газоконденсатных месторождений на основе метода интегрированных моделей // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 322. – № 1. – С. 116–118.
22. Захарченко Е.И., Захарченко Ю.И. Применение марковских моделей к анализу разработки нефтегазовых месторождений и оценке дебитов скважин // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 170–172.
23. Куренков В.В. Построение трёхмерной геологической модели на примере литологии Вынгапуровского месторождения // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 108–110.
24. Лобусев М.А., Антипова Ю.А., Осин Д.А. Комплексный подход для повышения эффективности освоения остаточных запасов нефти на примере уточнённой геологической модели Анастасиевско-Троицкого месторождения (Россия) // Территория Нефтегаз. – 2018. – № 1–2. – С. 20–25.
25. Морозов Р.В. Технология ликвидации нефтяных и газовых фонтанов на Анастасиевско-Троицком месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – № 1. – С. 115–143.
26. Пахляян И.А., Аладьев А.П., Нитовкин Д.В. Использование кавитационных устройств для реализации технологии по удалению глинисто-песчаных пробок с забоев скважин на примере скважины № 167 Анастасиевско-Троицкого месторождения : Научный потенциал вуза – производству и образованию / сборник статей по материалам XIII Всероссийской научно-практической конференции, посвящённой 100-летию Кубанского государственного технологического университета. – Краснодар : ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2018. – С. 140–148.
27. Пухарев М.Т., Коноплёв Ю.В. Геофизические критерии оценки межфлюидных контактов в нефтегазовых пластах (на примере IV-го горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения) // Современные территориальные исследования. – 2018. – С. 7–10.
28. Савенок О.В., Бондаренко В.А. Анализ известных представлений по проблеме пескопроявления // Газовая промышленность. Спецвыпуск журнала «Газовая промышленность»: Эксплуатация месторождений углеводородов на поздней стадии разработки. – 2014. – № 708/2014. – С. 61–65.

29. Спичак П.А., Чебанова Е.Ф. Охрана поверхностных и подземных вод на территории Анастасиевско-Троицкого газонефтяного месторождения // Сборник статей по материалам X Всероссийской конференции молодых учёных, посвящённой 120-летию И.С. Косенко «Научное обеспечение агропромышленного комплекса». – 2017. – С. 1154–1155.
30. Хохлова Н.Ю. Анализ работы фонтанирующей скважины на Анастасиевско-Троицком месторождении // Ашировские чтения. – 2016. – Т. 2. – № 1–1 (8). – С. 59–61.
31. Чуйкин Е.П., Бондаренко В.А., Савенок О.В. Проблемы выноса песка на месторождениях Краснодарского края и пути её решения : Новые технологии – нефтегазовому региону / материалы Всероссийской с международным участием научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных (20–23 мая 2014 года, г. Тюмень). Секция «Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений». – Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. – Т. 2. – С. 94–96.
32. Шнурман И.Г. Особенности формирования зоны проникновения высокопористых коллекторов (на примере Анастасиевско-Троицкого месторождения) // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2013. – № 12. – С. 5–8.

References

1. Savchenko A.P. Project of additional development of oil and gas deposit of Anastasievsko-Troitskoye field IV horizon. – 2002.
2. Bulatov A.I. [et al]. Ecology at construction of oil and gas wells : textbook for students of higher educational institutions. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Finishing oil and gas wells» in 4 volumes : a textbook. – Krasnodar : South Publishing House, 2013–2014. – Т. 1–4.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Oil and gas wells overhaul in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Т. 1–4.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
6. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremiichuk R.S. Development of oil and gas wells. Science and Practice : Monograph. – Lvov : Spolom, 2018. – 476 p.
7. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Basics of geophysical research in construction and operation of wells at oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing house – South, 2016. – 274 p.
8. Popov V.V. [et al]. Prospecting, exploration and exploitation of oil and gas fields : a training manual. – Novocheerkassk : Russian State Pedagogical University (SPI), 2015. – 322 p.
9. Popov V.V. [et al.]. Geophysical research and work in wells : a training manual. – Novocheerkassk : Lick, 2017. – 326 p.
10. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering at squa-gin development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
11. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas fields. – Krasnodar : Ezd. FSBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.
12. Aidamirova Z.G., Bachaeva T.H. Estimation of oil and gas bearing prospects of pont-meotic deposits of the Coastal group of fields on the northern side of the West Kuban pro-bend // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific-Practical Conference (March 31, 2017) in 5 volumes : a collection of articles / under general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 1: Forecast, prospecting and exploration of oil and gas deposits. Oil and gas field geology. Exploration and field geophysics. – P. 13–16.
13. Berezovsky D.A. [et al]. Development of the physicochemical models and methods of the reservoir rocks state prediction // Petroleum industry. – 2014. – № 9. – P. 84–86.
14. Bondarenko V.A., Chuikin E.P., Savenok O.V. Ecological monitoring of wells of the IV Anastasievsko-Troitskoye oilfield horizon in conditions of intensive sand show // Collection of reports of IV International scientific-practical conference with elements of scientific school for young people «Ecological problems of oil production – 2014». (21–23 October 2014, Ufa). – Ufa : «RIC USTU», 2014. – P. 32–34.
15. Bondarenko V.A., Chuikin E.P., Savenok O.V. Characteristics of a condition and principles of variation technology of completion on Anastasievsko-Troitskoe oilfield // Oil. Gas. Novatsii. – 2014. – № 11 (190). – P. 28–36.
16. Borzov, M.I. Choice of a way of oil exploitation of the IV horizon of Anastasievsko-Troitskoe field // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing house – South, 2019. – № 1. – P. 58–79.
17. Gadeleva D.D., Vakhitova G.R. Justification of oil and gas saturation coefficient of reservoir collectors // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific Conference (March 31, 2017) in 5 volumes : a collection of articles / under general editorship of Doctor of Technical

- Sciences, Professor O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 1: Forecast, prospecting and exploration of oil and gas fields. Oil and gas field geology. Exploration and field geophysics. – P. 47–50.
18. Glebova L.V., Lobova E.M. Unique properties of oil of IV horizon of Anastasievsko-Troitskoe field // Geology, geography and global energy, 2017. – № 4 (67). – P. 48–52.
 19. Dembitskiy S.I., Katysheva M.D., Yarmetov V.E. About reliability of an initial oil saturation estimation of the productive reservoirs at Anastasievsko-Troitskoye oilfield // Nefteprofislovnnoe delost. – 2013. – № 8. – P. 17–21.
 20. Zhihor P.S. [et al.]. Application of some factor analysis methods for improvement of technology of well bottomhole zone fixing of IV horizon of Anastasievsko-Troitskoe field // Science and technology in gas industry. – 2014. – № 1 (57). – P. 86–91.
 21. Zhuravskiy V.V., Sergeev V.L. Estimation of the recoverable reserves of the gas and gas-condensate fields on the basis of the integrated models method // Izvestia of Tomsk Polytechnic University. – 2013. – Т. 322. – № 1. – P. 116–118.
 22. Zakharchenko E.I., Zakharchenko Yu.I. Application of Markov models to the analysis of oil and gas field development and assessment of well flow rates // Bulatovskie readings: Proceedings of the II International Scientific Conference (March 31, 2018) in 7 volumes: a collection of articles / under general ed. ed. Dr. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 2 in 2 part: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 170–172.
 23. Kurenkov V.V. Construction of a three-dimensional geological model on the example of lithology of the Vyn-Gapurovskoye field // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific-Practical Conference (March 31, 2017) in 5 volumes: a collection of articles / under general ed. ed. by Dr. T.N., Prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 1: Forecast, prospecting and exploration of oil and gas fields. Oil and gas field geology. Exploration and field geophysics. – P. 108–110.
 24. Lobusev M.A., Antipova Yu.A., Osin D.A. Complex approach to increase the efficiency of the residual oil reserves development on the example of the refined geological model of Anastasievsko-Troitskoe field // Territory Neftegaz. – 2018. – № 1–2. – P. 20–25.
 25. Morozov, R.V. Technology of the oil and gas fountains liquidation at Anastasievsko-Troitskiy field // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – № 1. – P. 115–143.
 26. Pakhlyan I.A., Aladyev A.P., Nitovkin D.V. The use of cavitation devices for the implementation of technology for the removal of clay and sand plugs from the borehole bottoms on the example of well № 167 Anastasievsko-Troitskogo field: Scientific potential of the university – production and education / collection of articles on the materials of the XIII All-Russian Scientific Conference dedicated to the 100th anniversary of the Kuban State Technological University. – Krasnodar : FSBEI VO «Kuban State Technological University», 2018. – P. 140–148.
 27. Pukharev M.T., Konoplev Yu.V. Geophysical criteria for estimation of the interfluid contacts in oil and gas formations (on the example of IV-th horizon of Anastasievsko-Troitskoye oilfield) // Modern territorial researches. – 2018. – P. 7–10.
 28. Savenok O.V., Bondarenko V.A. Analysis of the known representations on the sand-projection problem // Gas industry. Special issue of the journal «Gazovaya Promyshlennost»: Ex-production of hydrocarbon fields at the late stage of development. – 2014. – № 708/2014. – P. 61–65.
 29. Spichak P.A., Chebanova E.F. Surface and underground water protection on the territory of Anastasievsko-Troitskoye gas and oil field // Collection of articles on materials of X All-Russian conference of young scientists devoted to 120 anniversary of I.S. Kosenko «Scientific support of agroindustrial complex». – 2017. – P. 1154–1155.
 30. Khokhlova N.Yu. Analysis of a flowing well operation at Anastasievsko-Troitskoe deposit // Ashirovskie readings. – 2016. – Т. 2. – № 1–1 (8). – P. 59–61.
 31. Chuikin E.P., Bondarenko V.A., Savenok O.V. Problems of sand removal in the fields of the Krasnodar region and ways to solve it: New technologies – oil and gas region / Materials of All-Russian with international participation of scientific and practical conference of students, graduate students and young scientists (20–23 May 2014, Tyumen). Section «Development and operation of oil, gas and gas condensate fields». – Tyumen : Tyumen State Oil and Gas University, 2014. – Vol. 2. – P. 94–96.
 32. Schnurman I.G. Features of formation of a zone of penetration of high-altitude reservoirs (on an example of Anastasievsko-Troitskoye field) // Environment protection in oil and gas complex. – 2013. – № 12. – P. 5–8.