

УДК 622.276

## АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ И ОБОСНОВАНИЕ РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ДОРАЗРАБОТКЕ ГЕОРГИЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

### ANALYSIS OF THE CURRENT STATE AND SUBSTANTIATION OF RECOMMENDATIONS FOR THE ADDITIONAL DEVELOPMENT OF THE GEORGIEVSKOYE FIELD

**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 сделан анализ текущего состояния (эксплуатационных объектов и месторождения в целом) и дано обоснование рекомендаций по доработке Георгиевского месторождения. Приведены технологические показатели разработки.

**Ключевые слова:** состояние разработки месторождения; характеристика текущего состояния разработки месторождения; анализ текущего состояния разработки эксплуатационных объектов; обоснование рекомендаций по доработке месторождения; технологические показатели разработки.

**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 analyzes the current state (production facilities and the field as a whole) and substantiates the recommendations for further development of the Georgievskoye field. The technological indicators of development are given.

**Keywords:** field development status; description of the current state of field development; analysis of the current state of development of operational facilities; substantiation of recommendations for additional development of the field; technological development indicators.

## **Х**арактеристика текущего состояния разработки месторождения в целом

Промышленная нефтеносность месторождения связана с залежами нефти в продуктивном горизонте кумской свиты ( $P_{2km}$ ) и в продуктивном горизонте майкопской свиты ( $P_{3mp}$ ). Всего на месторождении пробурены 44 скважины, действующей по состоянию на 01.01.2017 г. является одна скважина (№ 135), которая эксплуатируется на кумском горизонте. В ликвидированном фонде числятся 35 скважин, ещё 5 в ожидании ликвидации и 3 скважины находятся в наблюдательном фонде. Структура фонда скважин представлена в таблице 1.

Распределение скважин, пребывавших в эксплуатации по продолжительности работы, накопленной добыче нефти и жидкости по состоянию на 01.01.2017 г. приведено в таблице 2.

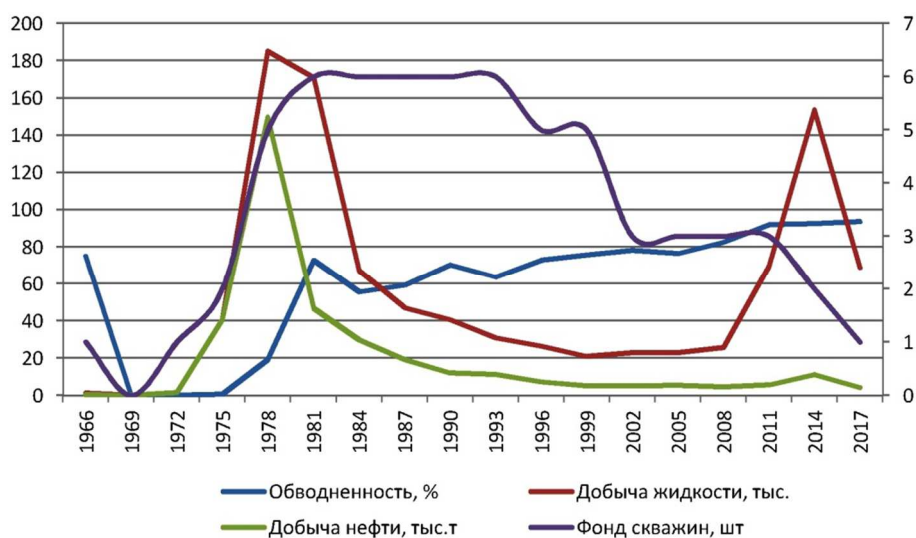
По состоянию на 01.01.2017 г. из продуктивных залежей с начала разработки отобрано 1159 тыс. тонн нефти, что составляет 74 % от начальных извлекаемых запасов по категории ВС<sub>1</sub>. Обводнённость добываемой продукции составляет 93,7 %. Основная добыча приходится на кумский горизонт – 1143 тыс. тонн или 94 % от НИЗ. Динамика основных технологических показателей разработки Георгиевского месторождения показана на рисунке 1.

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

| Наименование                | Характеристика фонда скважин    | Майкопский горизонт (P <sub>3mp</sub> ) | Кумский горизонт (P <sub>2km</sub> ) | Месторождение |
|-----------------------------|---------------------------------|---|--------------------------------------|---------------|
| Фонд добывающих скважин     | Пробурено                       | 2                                       | 42                                   | 44            |
|                             | Возвращены с других горизонтов: | 1                                       | —                                    | —             |
|                             | Всего                           | 3                                       | 41                                   | 44            |
|                             | В том числе:                    | —                                       | —                                    | —             |
|                             | Действующие                     | —                                       | 1                                    | 1             |
|                             | из них фонтанные                | —                                       | 1                                    | 1             |
|                             | ЭЦН                             | —                                       | —                                    | —             |
|                             | ШГН                             | —                                       | —                                    | —             |
|                             | газлифт:                        | —                                       | —                                    | —             |
|                             | бескомпрессорный                | —                                       | —                                    | —             |
|                             | внутрискважинный                | —                                       | —                                    | —             |
|                             | Бездействующие                  | —                                       | —                                    | —             |
|                             | В освоении после бурения        | —                                       | —                                    | —             |
|                             | В консервации                   | —                                       | —                                    | —             |
| Фонд нагнетательных скважин | Наблюдательные                  | —                                       | 3                                    | 3             |
|                             | Переведены в нагнетат. фонд     | —                                       | —                                    | —             |
|                             | Переведены на другие горизонты  | —                                       | 1                                    | —             |
|                             | В ожидании ликвидации           | 2                                       | 3                                    | 5             |
|                             | Ликвидированные                 | 1                                       | 34                                   | 35            |
|                             | Пробурено                       | —                                       | —                                    | —             |
|                             | Возвращены с других горизонтов  | —                                       | —                                    | —             |
|                             | Переведены из добывающих:       | —                                       | —                                    | —             |
|                             | Всего                           | —                                       | —                                    | —             |
|                             | В том числе:                    | —                                       | —                                    | —             |
| Фонд газовых скважин        | Под закачкой                    | —                                       | —                                    | —             |
|                             | Бездействующие                  | —                                       | —                                    | —             |
|                             | В освоении после бурения        | —                                       | —                                    | —             |
|                             | В консервации                   | —                                       | —                                    | —             |
|                             | В отработке на нефть            | —                                       | —                                    | —             |
|                             | Переведены на другие горизонты  | —                                       | —                                    | —             |
|                             | В ожидании ликвидации           | —                                       | —                                    | —             |
|                             | Ликвидированные                 | —                                       | —                                    | —             |
|                             | Пробурено                       | —                                       | —                                    | —             |
|                             | Возвращены с других горизонтов: | —                                       | —                                    | —             |
| Фонд водозаборных скважин   | Всего                           | —                                       | —                                    | —             |
|                             | В том числе:                    | —                                       | —                                    | —             |
|                             | Действующие                     | —                                       | —                                    | —             |
|                             | Бездействующие                  | —                                       | —                                    | —             |
|                             | В освоении после бурения        | —                                       | —                                    | —             |
|                             | В консервации                   | —                                       | —                                    | —             |
|                             | Наблюдательные                  | —                                       | —                                    | —             |
|                             | Переведены на другие горизонты  | —                                       | —                                    | —             |
|                             | В ожидании ликвидации           | —                                       | —                                    | —             |
|                             | Ликвидированные                 | —                                       | —                                    | —             |
| Всего пробурено             | Всего                           | —                                       | —                                    | —             |
|                             | Пробурено:                      | —                                       | —                                    | —             |
|                             | Всего                           | —                                       | —                                    | —             |
|                             | В ожидании ликвидации           | —                                       | —                                    | —             |
|                             | Ликвидированные                 | —                                       | —                                    | —             |
| Всего пробурено             |                                 |   |                                      | 44            |

**Таблица 2** – Распределение скважин, пребывавших в эксплуатации по продолжительности работы, накопленной добыче нефти и жидкости по состоянию на 01.01.2017 г.

| Продолжительность работы               |                     |                            | Накопленная добыча нефти                 |                     |                            | Накопленный отбор жидкости                  |                     |                            |
|--|---------------------|----------------------------|--|---------------------|----------------------------|---|---------------------|----------------------------|
| интервал продолжительности работы, лет | кол-во скважин, шт. | % от общего кол-ва скважин | интервал накопл. добычи нефти, тыс. тонн | кол-во скважин, шт. | % от общего кол-ва скважин | интервал накопл. отбора жидкости, тыс. тонн | кол-во скважин, шт. | % от общего кол-ва скважин |
| до 15                                  | 2                   | 25                         | до 100                                   | 4                   | 50                         | до 200                                      | 3                   | 37,5                       |
| 15–30                                  | 3                   | 37,5                       | 100–200                                  | 2                   | 25                         | 200–400                                     | 2                   | 25                         |
| свыше 30                               | 3                   | 37,5                       | свыше 200                                | 2                   | 25                         | свыше 400                                   | 3                   | 37,5                       |
| всего                                  | 8                   | 100                        | всего                                    | 8                   | 100                        | всего                                       | 8                   | 100                        |



**Рисунок 1** – Динамика основных технологических показателей разработки Георгиевского месторождения

За период разработки в эксплуатации на нефть пребывало восемь скважин, в том числе две на майкопском горизонте. В среднем на одну скважину приходится 140 тыс. тонн нефти и 329 тыс. тонн жидкости. При этом необходимо отметить, что высокие отборы нефти соответствуют только скважинам кумского горизонта. Максимальные отборы нефти приурочены к скважинам № 110 (591,9 тыс. тонн) и № 135 (201,4 тыс. тонн). Данные отборы объясняются местоположением этих скважин – сводовая часть структуры залежи.

Оценка выработки запасов нефти Георгиевского месторождения показана в таблице 3.

**Таблица 3** – Оценка выработки запасов нефти Георгиевского месторождения

| Показатели  | Месторождение |
|---|---------------|
| Геологические запасы нефти (категория $C_1$ ), тыс. тонн          | 3483          |
| Извлекаемые запасы (категория $C_1$ ), тыс. тонн                  | 1560          |
| Принятый коэффициент нефтеизвлечения (категория $C_1$ ), доли ед. | 0,448         |
| Накопленная добыча нефти, тыс. тонн                               | 1159          |
| Степень выработки НИЗ (категория $C_1$ ), %                       | 74,32         |
| Средняя обводненность, %  | 93,7          |
| Годовая добыча нефти в 2016 году, тыс. тонн                       | 4,3           |
| Темп отбора от НИЗ (категория $C_1$ ), %                          | 0,3           |
| Текущий КИН (категория $C_1$ ), доли ед.                          | 0,333         |

Оценка текущего состояния выработки извлекаемых запасов нефти приведена на рисунке 2, динамика выработки извлекаемых запасов – на рисунке 3.

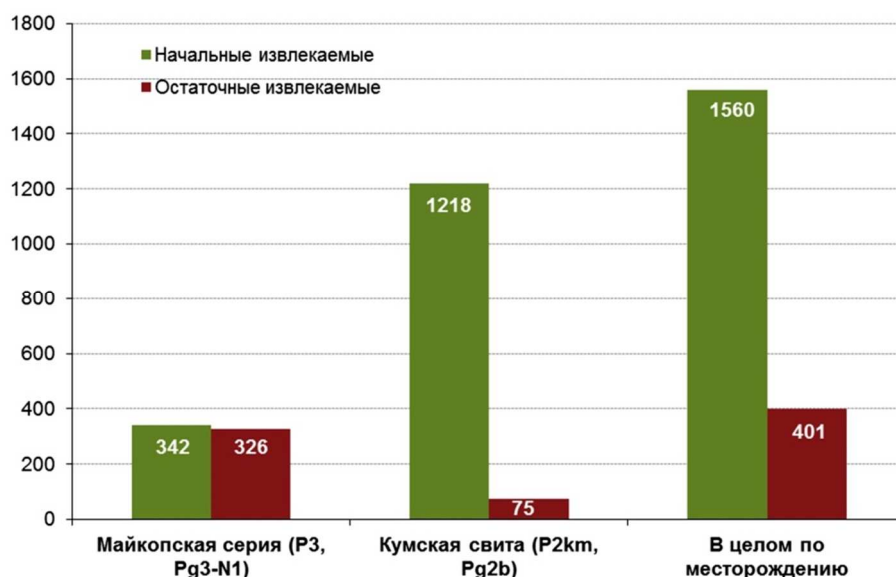


Рисунок 2 – Оценка текущего состояния выработки извлекаемых запасов нефти

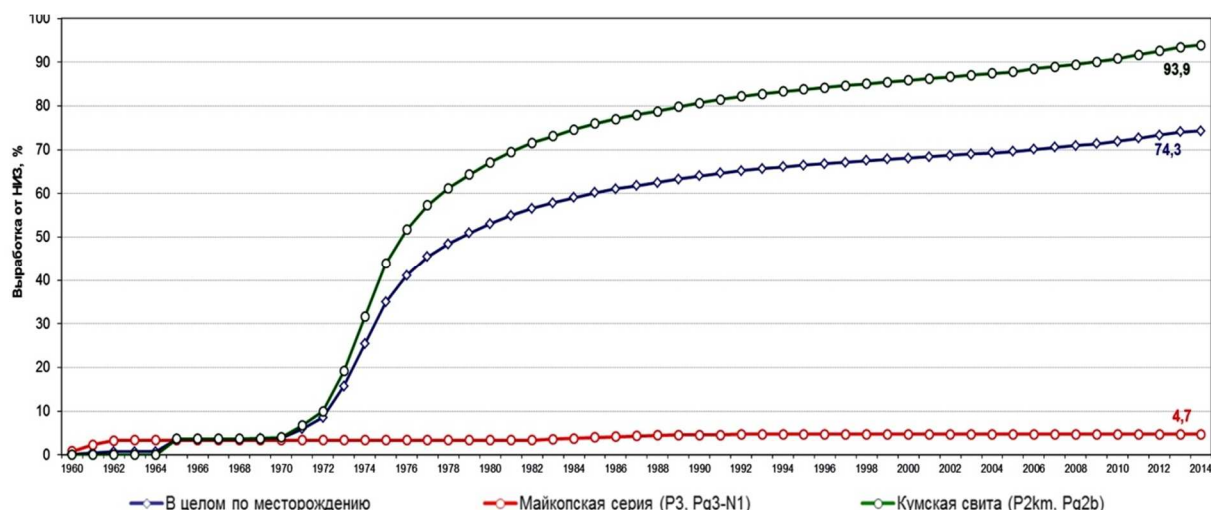


Рисунок 3 – Динамика выработки извлекаемых запасов

### Анализ текущего состояния разработки эксплуатационных объектов

#### Кумская свита

В феврале 1965 года при вскрытии кумского горизонта из разведочной скважины № 785 был получен выброс с последующим аварийным фонтанированием нефтью. В результате аварии по расчётам специалистов «Краснодарнефтегаз» было потеряно около 45 тыс. тонн нефти и 10 млн м<sup>3</sup> нефтяного газа. В сентябре этого же года скважину ликвидировали.

В апреле 1970 года скважина № 60 была введена в эксплуатацию со II-ой пачки в интервале 4434–4526 м. Начальный дебит составил 6 тонн/сут. безводной нефти через  $d_{шт} = 2,5$  мм штуцер,  $P_{бyf} = 3,7$  МПа,  $P_{зам} = 2,4$  МПа. За 3 года эксплуатации дебит скважины упал до 0,8 тонн/сут. при 3,2 % обводнённости. В 1972 году скважину перевели на ШГН, но это привело лишь увеличению добычи газа. В 1975 году в скважине достреляли верхнюю пачку в интервале 4384–4452 м, кратковременно увеличив дебит скважины до 4–5 тонн/сут. С 1976 года дебит скважины не превышал 0,2 тонн/сут. при обводнённости 85 %. В 1982 году переведена в бездействие, в мае 1984 года ликвидирована. Из скважины добыто 5,2 тыс. тонн нефти, 7,1 тыс. тонн жидкости, 1,0 млн м<sup>3</sup> растворённого газа.

При этом стоит отметить, что скважина № 60 (рис. 4) находилась в эксплуатации на момент подсчёта запасов 1979 года, а зону, в которой она находилась, включили в категорию с запасами  $C_2$ .

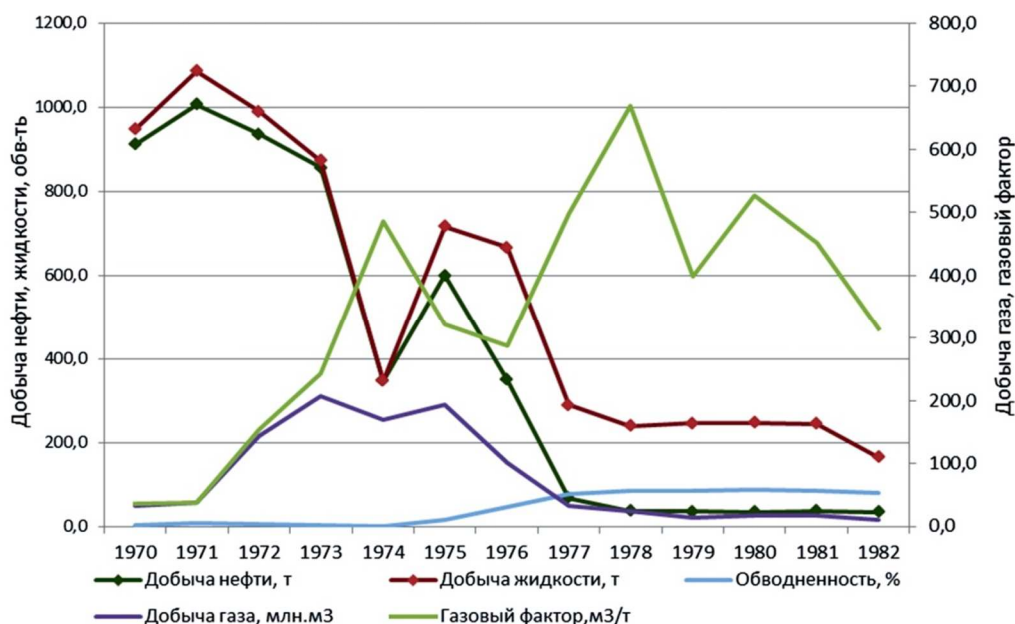


Рисунок 4 – Показатели эксплуатации скважины № 60

В апреле 1971 года в эксплуатацию ввели скважину № 90. Начальный дебит скважины 108 тонн/сут., начальная обводнённость 0,4 %,  $P_{буф} = 25$  МПа,  $P_{зам} = 34$  МПа. Добыча велась в интервале 4270–4430 м. Основная часть добытой нефти приходится на первые 5 лет эксплуатации, вплоть до 1976 года. Начиная с 1976 года, дебиты скважины по нефти падают до 5,7 тонн/сут. при обводнённости 95,5 %. Пластовое давление за данный период упало на 17,6 МПа (с 76,1 до 58,5 МПа). С 1976 года начинает расти газовый фактор. Для предотвращения разгазирования нефти в стволе скважины она переводится в режим накопления. С апреля 1998 года скважина законсервирована, а с 01.01.1990 г. переведена в наблюдательный фонд. С 01.08.2011 г. скважина находится в ожидании ликвидации. По скважине добыто 145,8 тыс. тонн нефти, 239,6 тыс. тонн жидкости, 35,5 млн  $m^3$  растворённого газа (рис. 5).

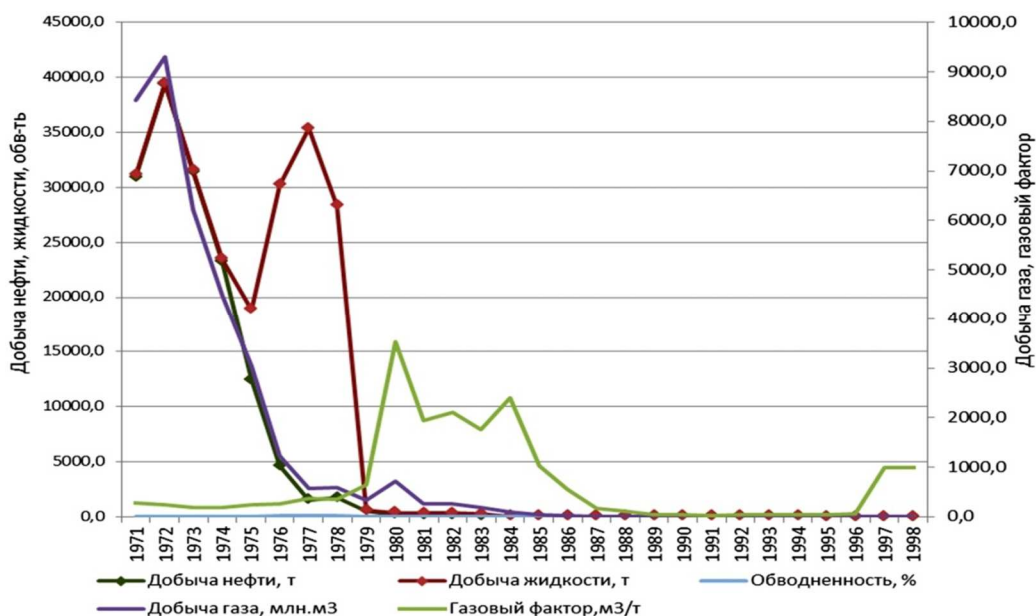


Рисунок 5 – Показатели эксплуатации скважины № 90

Скважина № 110 была пущена в эксплуатацию в январе 1973 года со II-ой пачки кумских отложений через щелевой фильтр в интервале 4240,4–4390 м. В связи с высоким пластовым давлением в затрубное пространство было закачено 33 м<sup>3</sup> высоковязкой нефти. После вывода на режим на штуцере 5,1–5,9 мм скважина работала с дебитом 210 тонн/сут. при обводнённости 0,4 % и  $P_{буф} = 41,6$  МПа,  $P_{зам} = 32,2$  МПа. Около года скважина работала в постоянном режиме с дебитами 200–212 тонн/сут. и обводнённостью 0,4–1,0 %.

Начиная с 1974 года, происходит падение дебита до 176 тонн/сут. при постоянном проценте воды на уровне 0,4–0,9 %. С 1976 года по скважине наблюдается резкий прорыв воды, достигающий в отдельные месяцы 34 %. Средняя обводнённость в 1977 году составила 18,7 %. В 1976–1977 гг. по скважине проводится ряд глинокислотных обработок. Одновременно были снижены темпы отбора до 94,2 тонн/сут. при обводнённости 8 %. Практически весь период скважина работала с постоянным газовым фактором 167–235 м<sup>3</sup>/т и высоким коэффициентом эксплуатации 0,99. Темпы снижения дебита по нефти и рост обводнённости при неизменном устьевом давлении, начиная с 1978 года, остаются постоянными. В 2002–2003 гг. в скважине № 110 (рис. 6) было выполнено две обработки призабойной зоны (глинокислотные обработки), при этом обводнённость продукции продолжала расти. Скважина работала с дебитом нефти 9 тонн/сут. при обводнённости 76 %. В июне 2012 года и апреле 2013 года провели дизельно-толуольную обработку скважины. В декабре 2015 года скважина работала с дебитом нефти 19 тонн/сут., жидкости – 206 тонн/сут. при обводнённости 91 %. В январе 2016 года скважина была остановлена и с 01.04.2016 г. переведена в наблюдательный фонд.

Накопленная добыча нефти по скважине равна 591,9 тыс. тонн, жидкости – 1036,6 тыс. тонн, растворённого газа – 129,2 млн м<sup>3</sup>.

Скважина № 115 вступила в ноябре 1973 года (рис. 7) с начальным дебитом безводной нефти 123 тонн/сут. через штуцер 4-6 мм при  $P_{буф} = 40,9$  МПа и  $P_{зам} = 31,7$  МПа. Забой скважины оборудован щелевым фильтром в интервале II-ой пачки кумского горизонта на глубине 4292–4444 м. В начальный период эксплуатации работа скважины характеризуется высоким темпом падения буферного давления, за 6 месяцев оно снизилось с 40,9 до 25,0 МПа. Снижение дебита нефти связано с ростом обводнённости продукции, которая к 1980 году составила 97 %. В этот же период происходит высокий рост газового фактора с 222 до 6000 м<sup>3</sup>/т.

Начиная с 1981 года, скважина работает в режиме накопления с дебитом 0,01 тонн/сут. и обводнённостью 99,6 %. При этом снижение темпов отбора жидкости в целом по залежи привело к увеличению устьевых давлений за счёт компенсации внедрившейся в залежь воды.

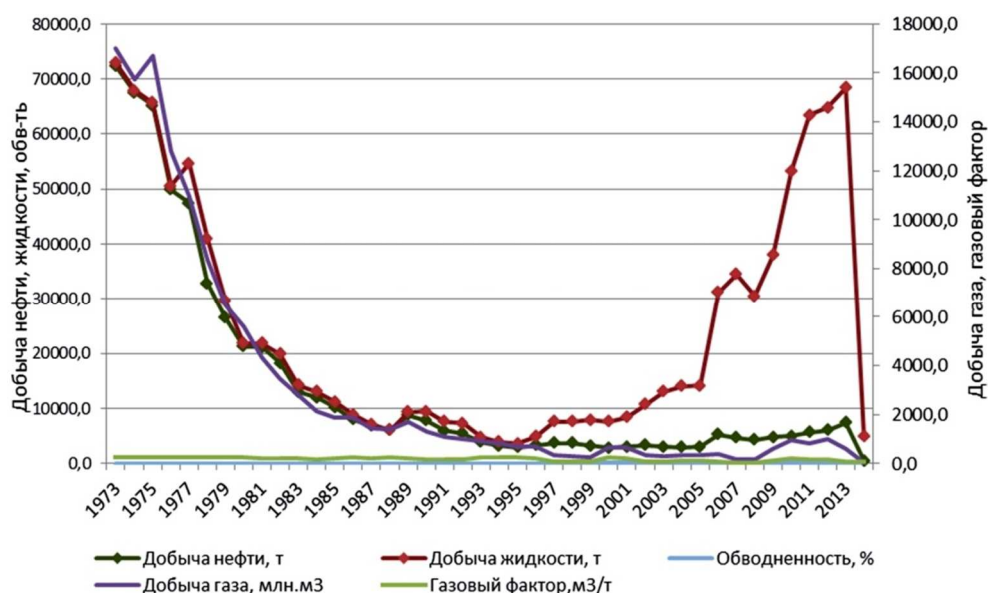


Рисунок 6 – Показатели эксплуатации скважины № 110



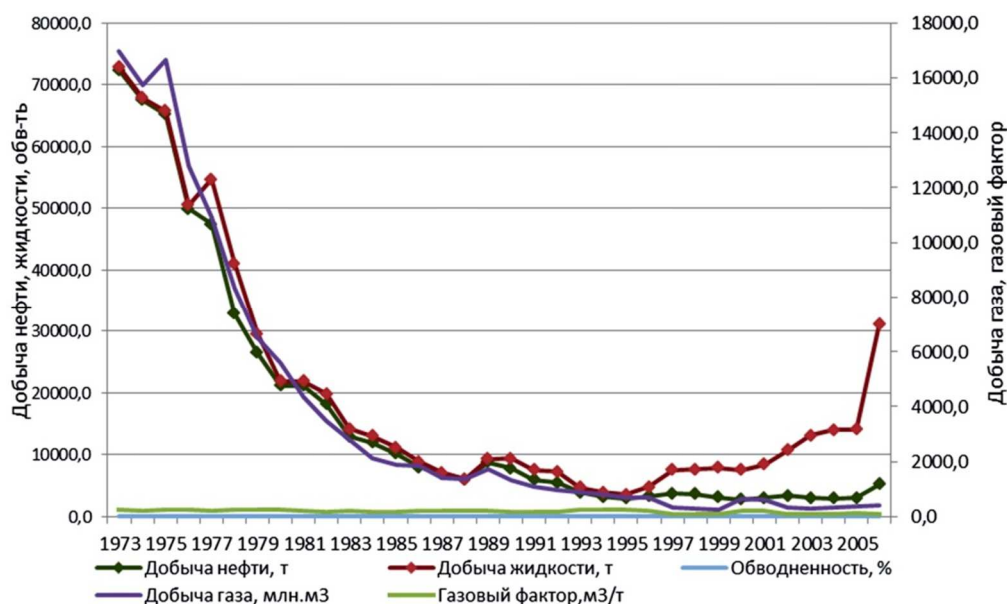


Рисунок 7 – Показатели эксплуатации скважины № 115

В 1976–1977 гг. по скважине проводился ряд глинокислотных обработок, которые на 2–4 месяца замедлили темпы снижения устьевых давлений и дебитов, при этом скачкообразно снижалась обводнённость. С января 1992 года скважина находится в наблюдательном фонде. По скважине добыто 123,6 тыс. тонн нефти, 302,1 тыс. тонн жидкости, 27,7 млн м<sup>3</sup> газа.

Скважина № 135 (рис. 8) эксплуатирует II-ую пачку кумского горизонта через щелевой фильтр в интервале 4362–4521 м с июня 1974 года. Начальный дебит скважины через 4,0–5,7 мм штуцер составлял 105 тонн/сут. при обводнённости 0,4 % ( $P_{буф} = 37,8$  МПа,  $P_{зам} = 37$  МПа). До середины 1976 года буферное давление снизилось до 14,4 МПа. Темпы падения давления составили около 1 МПа в месяц. С конца 1974 года по скважине были увеличены темпы отбора нефти до 140–150 тонн/сут. Эти мероприятия привели к прорыву пластовой воды, в результате чего к концу года обводнённость составляла 72–74 %. Соответственно дебит нефти снижается до 27,8 тонн/сут. Ограничение отбора жидкости с начала 1976 года не привело к снижению обводнённости и увеличению дебита по нефти (дебит нефти 16,4 тонн/сут. при обводнённости 84 %).

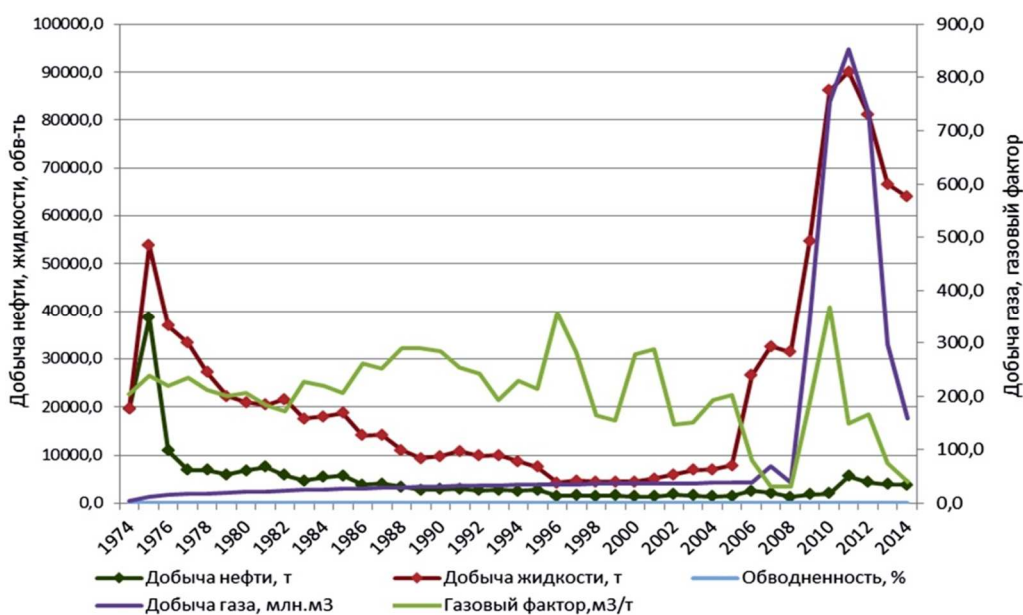


Рисунок 8 – Показатели эксплуатации скважины № 135

В июне и сентябре 1976 года по скважине были проведены глинокислотные обработки – наблюдалось непродолжительное увеличение дебита и устьевых давлений. В ноябре 1976 года в связи с резким падением буферного давления с 22 до 9,3 МПа в течение 40 дней произвели закачку в затрубное пространство 18 м<sup>3</sup> лёгкой нефти при температуре 85 °С. Буферное давление выросло до 20 МПа, но к концу апреля 1977 года упало до 17,7 МПа при обводнённости 93,5 %. В апреле 1977 года по скважине произведено ограничение притока воды путём обработки призабойной зоны гипаном. В результате буферное давление выросло с 11,7 до 18 МПа, процент воды снизился до 69,7 %, а дебит нефти увеличился до 26,4 тонн/сут. Начиная с 1984 года, по скважине происходит равномерное снижение дебитов нефти при неизменных устьевых давлениях и проценте воды. Газовый фактор за весь период эксплуатации скважины № 135 практически не менялся (290–195 м<sup>3</sup>/т). В 2002–2003 гг. в скважине были проведены 4 глинокислотные обработки и в 2005 году ещё одна, при этом обводнённость продукции продолжала расти. В период 2009–2015 гг. неоднократно проводились обработки призабойной зоны скважины. В декабре 2016 года скважина работала с дебитом нефти 11,1 тонн/сут., жидкости – 182,5 тонн/сут. при обводнённости 93,9 %.

Суммарное количество добытой нефти составляет 201,4 тыс. тонн, жидкости – 1009,6 тыс. тонн, растворённого газа – 41,9 млн м<sup>3</sup>.

Скважина № 155 (рис. 9) вступила в пробную эксплуатацию в январе 1976 года после приобщения II-ой пачки к уже опробованной III-ей. Скважина фактически является дублёром ликвидированной скважины № 785. Щелевой фильтр был спущен на глубину 4373–4439 м. В начальный период опробования дебит жидкости на штуцерах 6,0–9,5 мм достиг 73,2 м<sup>3</sup>/сут., по нефти – 57,2 тонн/сут., обводнённость 22 %,  $P_{буф} = 7,3$  МПа,  $P_{зам}$  за 7 суток снизилось с 6,8 до 0,0 МПа. После закрытия скважины за 20 минут  $P_{буф}$  выросло до 10,5 МПа, а  $P_{зам}$  – до 5 МПа.

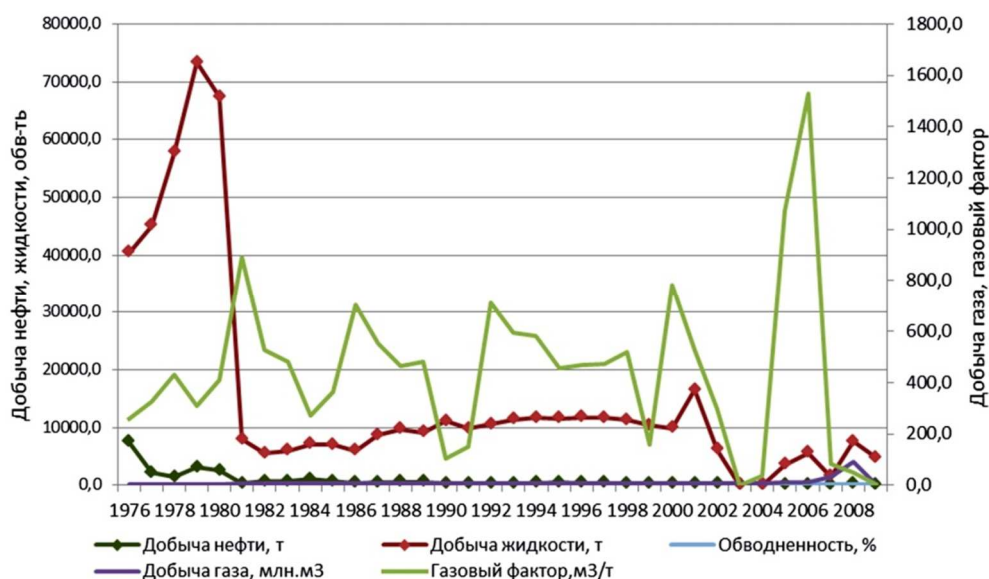


Рисунок 9 – Показатели эксплуатации скважины № 155

С целью выяснения потенциальной возможности нижней части кумского горизонта было принято решение произвести её испытание без установки цементного моста. В январе 1976 года скважина была перфорирована в интервале 4328–4362 м. Как и при освоении предыдущего объекта, устьевые давления не превышали 8–9 МПа с той лишь разницей, что  $P_{зам}$  было выше  $P_{буф}$  и держалось стабильно, независимо от отборов. При установившемся режиме работы через штуцера 6,0–9,3 мм дебит нефти составлял 14–22,5 м<sup>3</sup>/сут. (в 2,5–3,0 раза ниже предыдущего), дебит воды вырос до 85–90 м<sup>3</sup>/сут., а обводнённость выросла в 4 раза и составила 80–88 %.

Скважина № 155 была введена в эксплуатацию с обводнённостью 84 %, дебит нефти составлял 14–17,9 тонн/сут., соответственно дебит жидкости составлял около 100 тонн/сут. В июле 1976 года на скважине проведена глинокислотная обработка.  $P_{буф}$  выросло с 4 МПа до 18 МПа, дебит нефти увеличился до 29,1 тонн/сут., обводнён-



ность снизилась до 77,8 %. Однако уже к концу года произошло снижение дебита и рост обводнённости до 87,6 %. В мае 1977 года провели попытку ограничения воды гипаном. В результате получили кратковременное повышение  $P_{б\text{уф}}$  до 18 МПа, которое уже в следующие 2 недели снизилось до 8 МПа, дебит по нефти уменьшился до 5 тонн/сут., а обводнённость выросла до 96–97 %. Ограничение отборов штуцерами 2,0–3,2 мм привело к повышению  $P_{б\text{уф}}$  до 10,5–11,5 МПа, резкому снижению отбора жидкости до 28–63 тонн/сут. и снижению дебита нефти до 0,8–2,5 тонн/сут. С 1981 года скважина работает с постоянно снижающимся дебитом по нефти и ростом обводнения,  $P_{б\text{уф}}$  остаётся неизменным, оставаясь в диапазоне 1,2–2,2 МПа. Газовый фактор изменялся в пределах 106–891 м<sup>3</sup>/т. К июлю 2009 года дебит нефти составлял 0,31 тонн/сут., жидкости 22,9 тонн/сут., обводнённость продукции достигла 98,7 %. С августа 2009 года скважина находилась в бездействии, а с октября 2010 года переведена в наблюдательный фонд. В итоге по скважине добыто 26,2 тыс. тонн нефти, 517 тыс. тонн жидкости, 9,8 млн м<sup>3</sup> растворённого газа.

Анализируя в отдельности работу каждой скважины, можно отметить, что разработка месторождения в начальный период проводилась с чрезвычайно высокими отборами нефти, что привело к преждевременному прорыву воды в значительную часть продуктивных отложений и привело практически по всем скважинам к снижению нефтяных дебитов при нарастающей обводнённости.

В 2016 году из кумского горизонта добыто 4,3 тыс. тонн нефти, 68,9 тыс. тонн жидкости, обводнённость продукции составляет 93,7 %. Среднесуточный дебит единственной действующей скважины (№ 135) по нефти равен 11,1 тонн/сут., по жидкости – 177,3 тонн/сут.

По состоянию на 01.01.2017 г. накопленная добыча нефти по кумскому горизонту составляет 1143 тыс. тонн, жидкости – 3160 тыс. тонн, текущий КИН – 0,463. Оценка выработки запасов нефти по кумской свите показана в таблице 4.

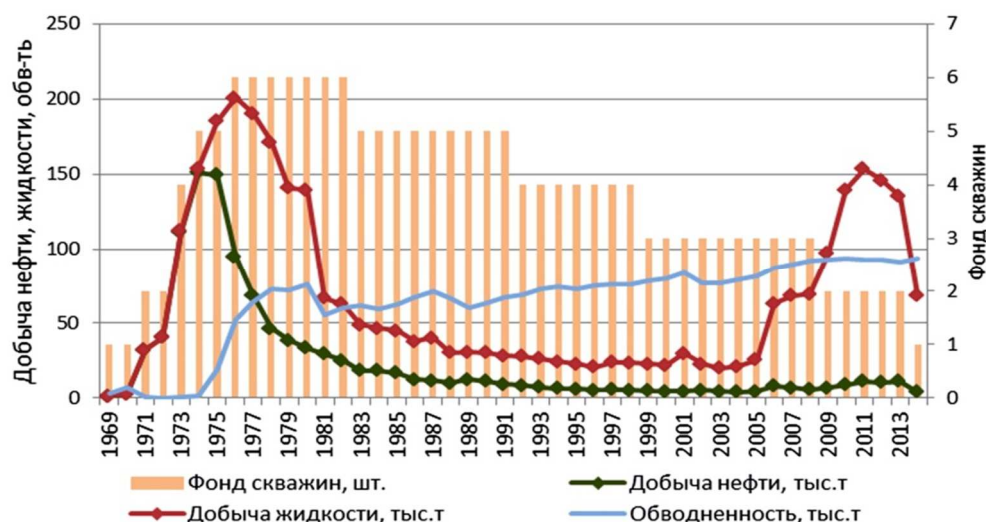
**Таблица 4** – Оценка выработки запасов нефти по кумской свите ( $P_{2\text{km}}$ ,  $P_{g2b}$ )

| Показатели  | Кумская свита ( $P_{2\text{km}}$ , $P_{g2b}$ ) |
|---|--|
| Геологические запасы нефти (категория $C_1$ ), тыс. тонн          | 2471   |
| Извлекаемые запасы (категория $C_1$ ), тыс. тонн                  | 1218   |
| Принятый коэффициент нефтеизвлечения (категория $C_1$ ), доли ед. | 0,493  |
| Накопленная добыча нефти, тыс. тонн                               | 1143   |
| Степень выработки НИЗ (категория $C_1$ ), %                       | 93,9   |
| Средняя обводнённость, %  | 93,7   |
| Годовая добыча нефти в 2014 году, тыс. тонн                       | 4,3  |
| Темп отбора от НИЗ (категория $C_1$ ), %                          | 0,4  |
| Текущий КИН (категория $C_1$ ), доли ед.                          | 0,463  |

Рассматривая историю пробной эксплуатации залежи в целом, необходимо отметить, что темп отбора нефти из залежи во многом определяется временем ввода скважин в пробную эксплуатацию. До января 1973 года в пробной эксплуатации находилась только скважина № 90 с дебитом 100 тонн/сут. С вводом скважины № 110 в январе 1973 года, скважины № 115 – в ноябре 1973 года и скважины № 135 – в июне 1974 года происходит наращивание добычи безводной нефти.

В октябре 1974 года с началом обводнения скважины № 115 заканчивается безводный период добычи нефти. В 1975 году происходит прорыв воды по скважинам № 90 и 135, начинается снижение добычи с 460 до 264 тонн/сут., а в 1976 году начинается активное обводнение залежи, которое к 1978 году достигает 71–75 %.

Начальный период разработки вплоть до середины 80-х годов характеризуется резким снижением пластового давления в залежи – давление в пласте снизилось более чем на треть от своего начального значения. Темпы падения давления по скважинам различны, что обусловлено изменением величин проницаемости коллекторов по площади и наличием слабопроницаемых локальных зон. Неравномерное снижение пластового давления вызывало по отдельным скважинам в разные временные периоды увеличение газовых факторов.



**Рисунок 10** – Динамика основных технологических показателей разработки (кумский горизонт)

С 1974 года динамика добычи нефти представляет собой монотонно снижающуюся кривую.

В 1979 года разбуривание залежи заканчивается, т.к. ввод каждой новой скважины в эксплуатацию вносил определённые изменения в режим работы уже эксплуатирующихся скважин. Добыча нефти в 1979 году снизилась до 111 тонн/сут., снижение связано с интенсивным обводнением залежи. В 1979–1983 гг. темпы снижения добычи нефти составляли 5–7 тыс. тонн/год. В течение следующих лет снижение добычи нефти продолжалось с темпом около 1 тыс. тонн/год. При этом обводнённость довольно продолжительное время находилась в пределах 65–75 %.

В это же время происходит, вероятно, некоторая стабилизация давления с незначительными отклонениями в сторону роста или снижения (оценить достоверно динамику давления невозможно ввиду отсутствия реальных замеров). И это, в свою очередь, отражается на снижении и выравнивании значений газового фактора, значения которого, в принципе, находились в пределах 210–270 м<sup>3</sup>/т в течение всей истории разработки.

В целом же динамика газового фактора отвечает условиям упруговодонапорного режима, который определяет замкнутая гидродинамическая система, обладающая большим запасом упругой энергии.

Отбор от извлекаемых запасов, числящихся на Госбалансе, составляет 93,5 % при текущей обводнённости 93,7 %, достигнут КИН – 0,461 (утверждённый – 0,493).

В настоящее время залежь разрабатывается одной фонтанной добывающей скважиной (№ 135). Среднегодовой дебит скважины за 2016 год по жидкости – 175,5 тонн/сут., нефти – 10,5 тонн/сут.

Учитывая сложность строения, низкую проницаемость коллекторов и технические сложности эксплуатации кумской залежи, её разработку можно признать эффективной.

#### *Пластовое давление*

Отсутствие прямых замеров пластовых давлений на стадии пробной эксплуатации и разведки месторождения объясняется особенностью залегания коллектора в зоне аномально-высоких пластовых давлений. Динамика пластового давления Георгиевского месторождения представлена на рисунке 11.

Было довольно затруднительно останавливать скважины на исследования по техническим условиям: несмотря на значительные отборы (рис. 12 и 13), начальные буферные давления по скважинам достигали 38–42 МПа (при этом давление опресовки эксплуатационных колонн составляло 40–50 МПа). В этой ситуации из-за опасности смятия колонн скважины не останавливались по 2–3 года после их введения в

эксплуатацию. Водяные скважины переливали с небольшим избыточным давлением на устье. Но после их остановки давление достигало опасных пределов, и регистрация кривой восстановления давления прекращалась. В других случаях определение пластового давления осложнялось слишком медленным его восстановлением.

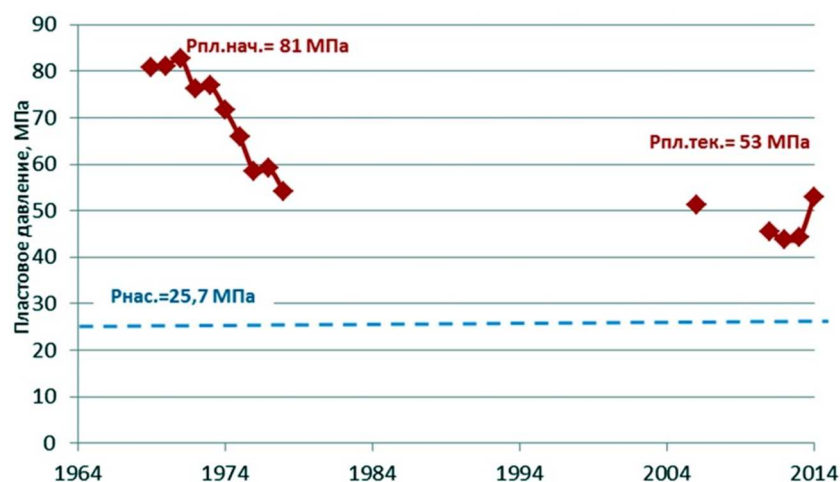


Рисунок 11 – Динамика пластового давления Георгиевского месторождения

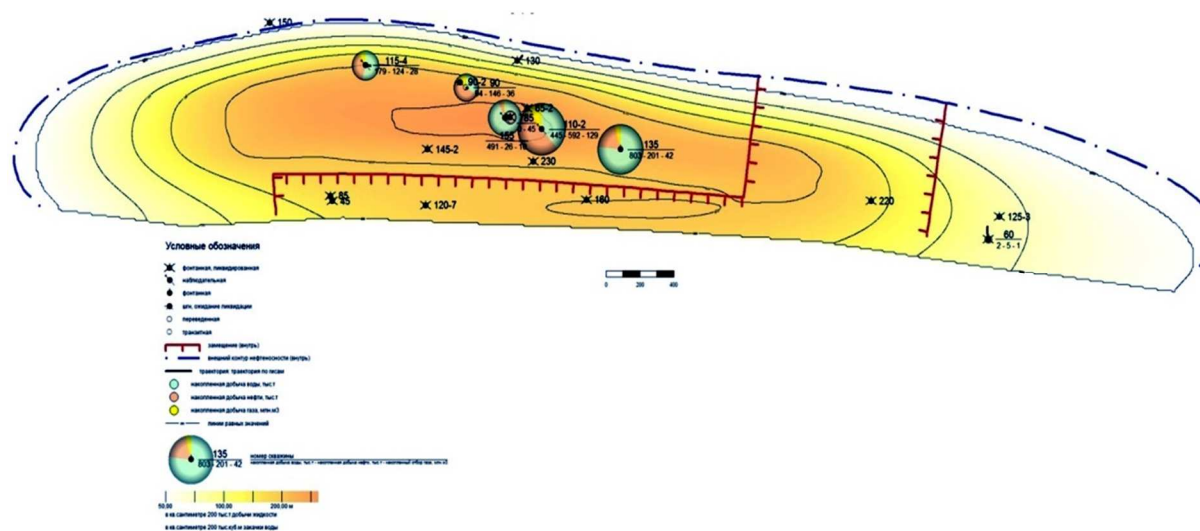


Рисунок 12 – Карта накопленных отборов по состоянию на 01.01.2017 г. Георгиевское месторождение (кумский горизонт)

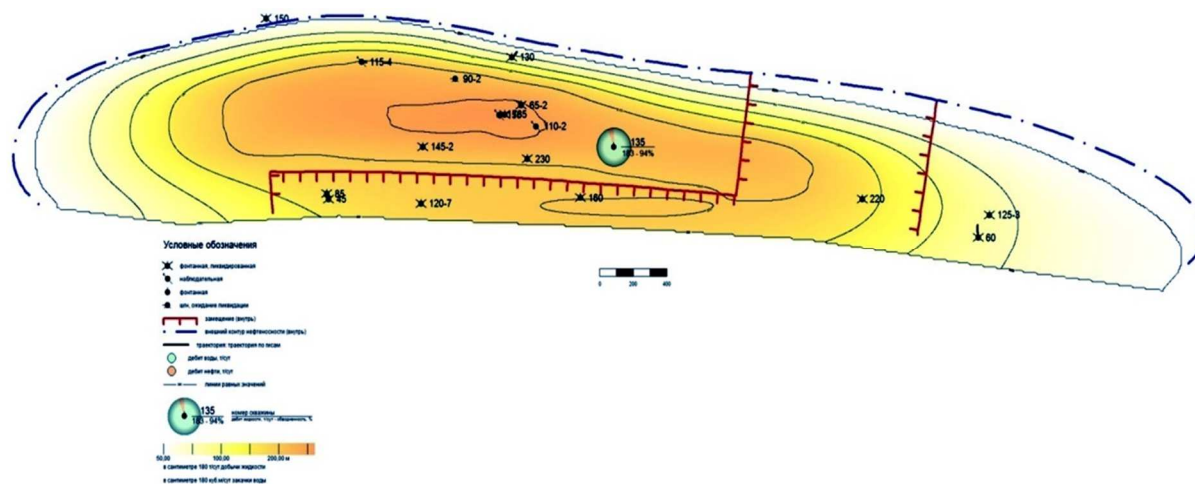


Рисунок 13 – Карта текущих отборов по состоянию на 01.01.2017 г. Георгиевское месторождение (кумский горизонт)

Поэтому о величине начального пластового давления приходится судить лишь косвенно. Сделано предположение, что до вступления залежи в эксплуатацию во всей системе кумского горизонта оно было одинаковым. При обработке КВД по скважинам № 60 (1969 г.) и № 70 (1970 г.) были определены величины начального пластового давления – 80,9 и 81 МПа соответственно. На их основе получено среднее значение начального пластового давления – 81 МПа.

По имеющимся данным можно сказать, что если в начальный период значения давлений по скважинам единичные и значительно различаются, то уже к 1975 году практически выравниваются, что может указывать на хорошую гидродинамическую связь в зоне эксплуатационных скважин и позволяет производить расчёт текущего пластового давления, рассматривая залежь как единую гидродинамическую систему.

Весь период эксплуатации и до настоящего времени залежь разрабатывалась на естественном режиме без организации системы по поддержанию пластового давления. Текущее пластовое давление (53 МПа) ровно в два раза выше давления насыщения (25,7 МПа).

#### Майкопская серия

Вскрывшая майкопские отложения Георгиевского месторождения в сентябре 1960 года скважина № 455 (рис. 14), имела начальный дебит нефти 22,2 тонн/сут. и обводнёность 4,5 %. Спустя 2 года обводнёность выросла до 27 %, а дебит нефти снизился до 9,3 тонн/сут. В следующем году по техническим причинам скважина была остановлена на КРС, но так и не была введена в эксплуатацию. За 4 года из скважины отобрано 11,5 тыс. тонн нефти, 14,1 тыс. тонн жидкости и 5,5 млн м<sup>3</sup> растворённого газа. С октября 1963 года скважина в наблюдательном фонде. По состоянию на 01.01.2017 г. скважина ликвидирована.

По причине отсутствия других скважин залежь майкопа не разрабатывалась до 1983 года.

Введённая в эксплуатацию в марте 1983 года скважина № 80 (рис. 15) вскрыла майкопские отложения на глубине 1870–1888 м с начальным дебитом безводной нефти 3,5 тонн/сут. ( $d_{ум} = 1,6$  мм,  $P_{буф} = 5,5$  МПа,  $P_{зам} = 15,4$  МПа). В апреле 1986 года скважина переведена на ШГН, а с декабря 1996 года – в наблюдательный фонд. Из скважины отобрано 4,5 тыс. тонн нефти, 5,2 тыс. тонн жидкости и 1,5 млн м<sup>3</sup> попутного газа. С 01.11.2012 г. скважина в ожидании ликвидации.

Можно предположить, что начальное пластовое давление было равно гидростатическому – 18,6 МПа. Отсутствие замеров в процессе эксплуатации горизонта не позволяет оценить динамику его изменения. Однако учитывая, что отбор по майкопу составил 16 тыс. тонн (4,7 %) от начальных извлекаемых запасов и то обстоятельство, что горизонт не разрабатывается с 1996 года, естественным будет принять, что давление в залежи осталось близким к начальному (18,6 МПа).

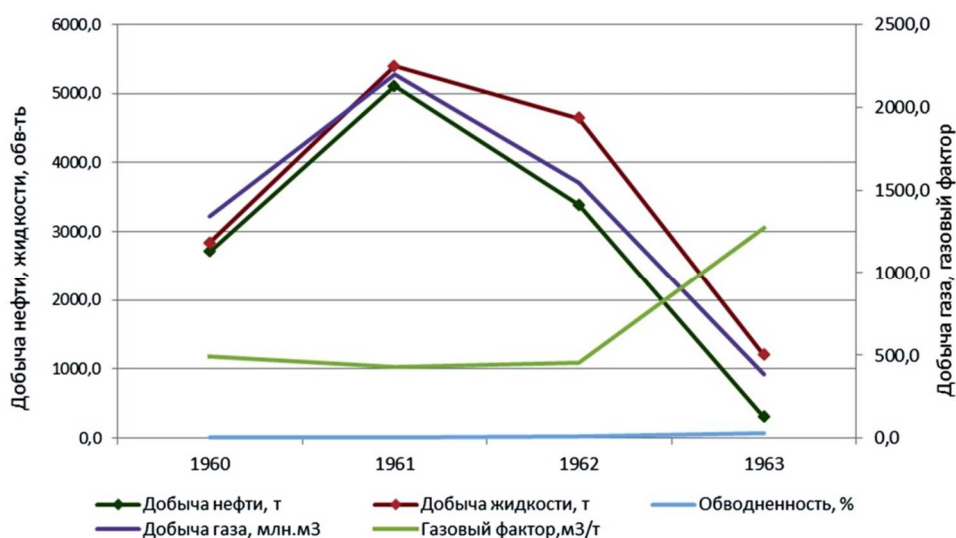


Рисунок 14 – Показатели эксплуатации скважины № 455

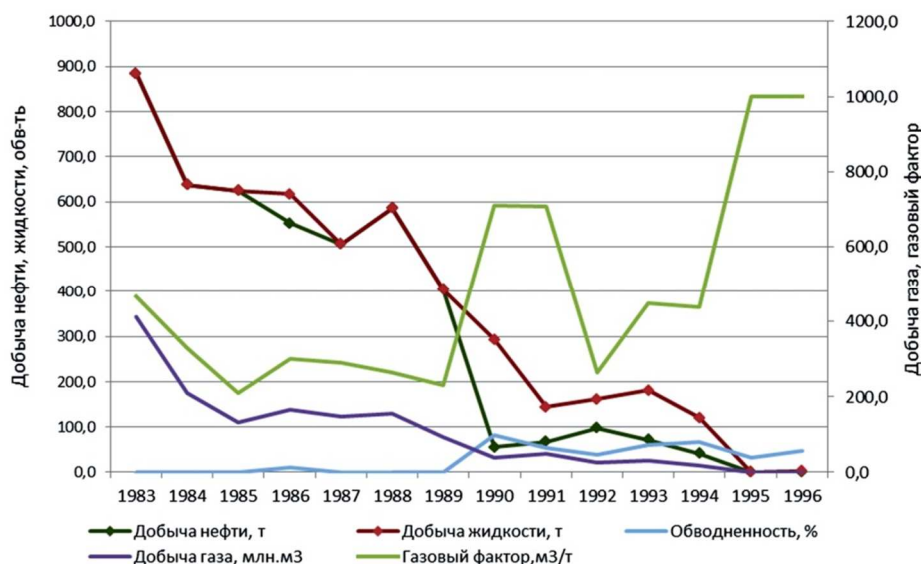


Рисунок 15 – Показатели эксплуатации скважины № 80 (майкопский горизонт)

С 1996 года горизонт не разрабатывается. По состоянию на 01.01.2017 г. накопленная добыча нефти составляет 16 тыс. тонн, жидкости – 19,1 тыс. тонн, текущий КИН – 0,016 (утвержденный – 0,338), отбор от НИЗ – 4,7 %. Динамика основных технологических показателей разработки показана на рисунке 16, а оценка выработки запасов нефти майкопская серия ( $P_3$ ,  $P_{g3-N_1}$ ) приведена в таблице 5.

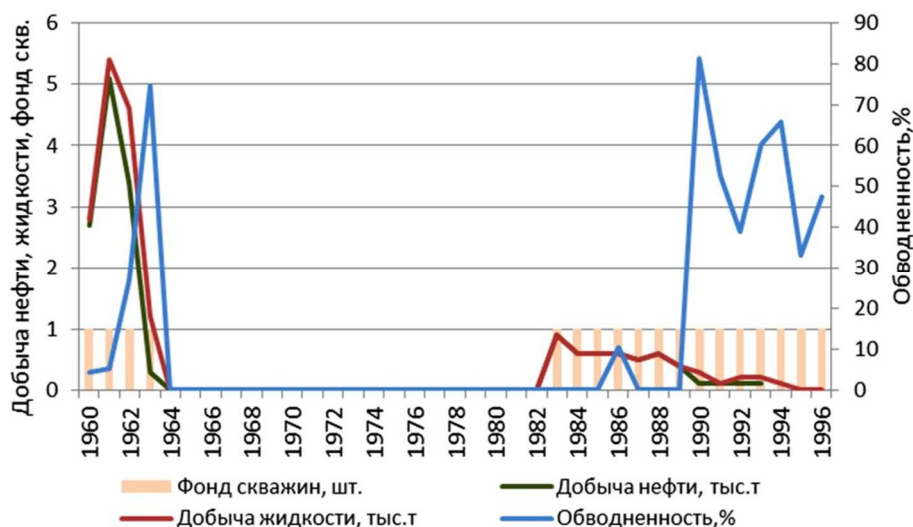


Рисунок 16 – Динамика основных технологических показателей разработки (майкопский горизонт)

Таблица 5 – Оценка выработки запасов нефти по майкопской серии ( $P_3$ ,  $P_{g3-N_1}$ )

| Показатели  | Майкопская серия ( $P_3$ , $P_{g3-N_1}$ ) |
|---|---|
| Геологические запасы нефти (категория $C_1$ ), тыс. тонн          | 1012                                      |
| Извлекаемые запасы (категория $C_1$ ), тыс. тонн                  | 342                                       |
| Принятый коэффициент нефтеизвлечения (категория $C_1$ ), доли ед. | 0,338                                     |
| Накопленная добыча нефти, тыс. тонн                               | 16,1                                      |
| Степень выработки НИЗ (категория $C_1$ ), %                       | 4,7                                       |
| Средняя обводненность, %  | –   |
| Годовая добыча нефти в 2014 году, тыс. тонн                       | –   |
| Темп отбора от НИЗ (категория $C_1$ ), %                          | –   |
| Текущий КИН (категория $C_1$ ), доли ед.                          | 0,016                                     |



Структура майкопских отложений требует детального изучения по причине недостаточности имеющейся информации. Подсчитанные в 1983 году и не утверждённые в ГКЗ, но принятые на баланс запасы нефти требуют пересчёта, т.к. большинство подсчётных параметров брались по аналогии с одновозрастными отложениями Восточно-Краснокумского месторождения.

Для оценки реальных добычных возможностей майкопских отложений необходимо произвести их доразведку, вскрыв данный массив новыми скважинами и выполнив комплексные исследования и испытания, сделать выводы о его доразработке.

Карта накопленных отборов по состоянию Георгиевского месторождения (майкопская серия) по состоянию на 01.01.2017 г. показана на рисунке 17.

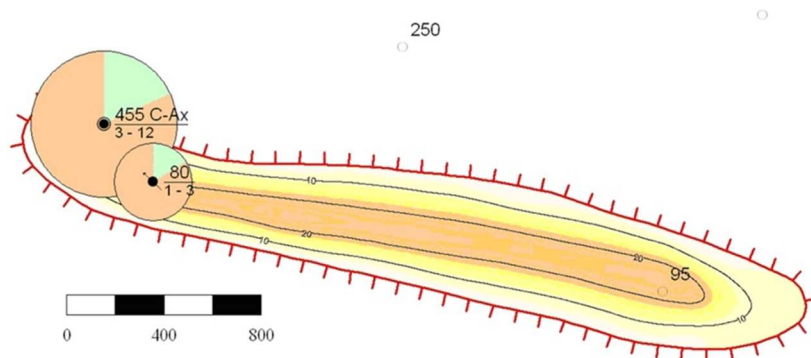


Рисунок 17 – Карта накопленных отборов Георгиевского месторождения (майкопская серия) по состоянию на 01.01.2017 г.

### Обоснование рекомендаций по доразработке Георгиевского месторождения

В настоящее время на Георгиевском месторождении пробурены 44 скважины, в эксплуатации на нефть находилось 7. По состоянию на 01.01.2017 г. в действующем фонде одна скважин (№ 135), числящаяся на кумском объекте.

Таким образом, Георгиевское месторождение вырабатывается очень низкими темпами в последние годы (0,3–0,7 %). При сохранении существующей системы разработки не может быть достигнуто проектное значение коэффициента нефтеотдачи (обводнённость добываемой продукции – 94 % при отборе лишь 74 %). Майкопский горизонт не разрабатывается. Прогнозные расчёты технологических показателей разработки, произведённые с использованием построенной гидродинамической модели, свидетельствуют о не достижении утверждённого значения КИН – 0,438. За весь срок разработки добывается 1207 тыс. тонн нефти при КИН = 0,355.

В целях оптимизации существующей системы разработки с использованием ГДМ рассмотрено проведение различных геолого-технических мероприятий по существующему фонду: забуривание вторых стволов из существующих скважин в сочетании с бурением новых скважин.

Карты размещения скважин эксплуатационных объектов приведены на рисунках 18 и 19. Основные исходные данные для расчётов технологических показателей разработки приведены в таблицах 6 и 7.

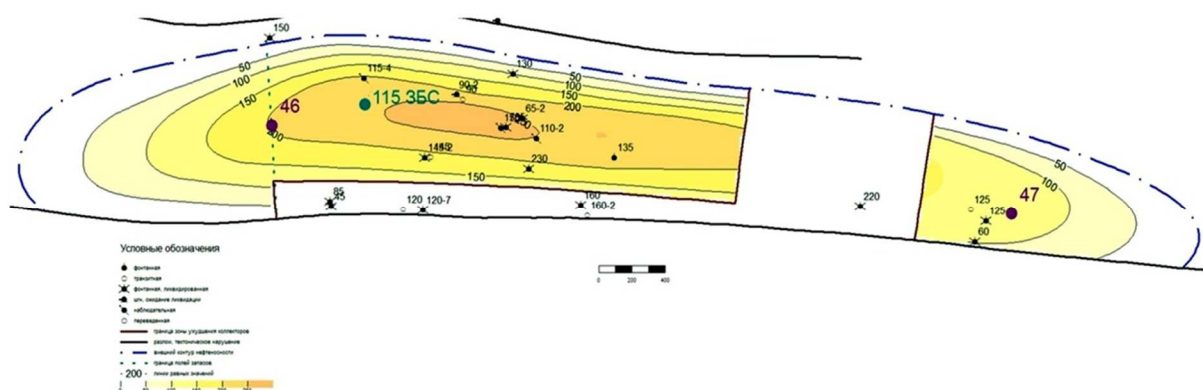


Рисунок 18 – Карта размещения скважин (кумский горизонт)

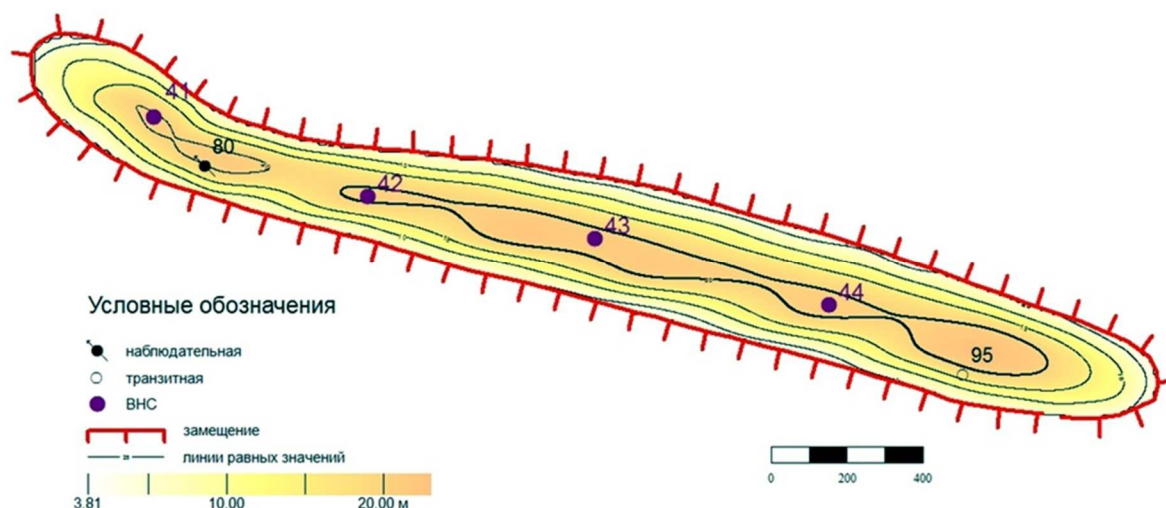


Рисунок 19 – Карта размещения скважин (майкопский горизонт)

Таблица 6 – Основные исходные технологические характеристики расчётного варианта разработки Георгиевского месторождения (кумский горизонт)

| Характеристики  | Расчётный вариант разработки |
|---|------------------------------|
| Режим разработки  | упруговодонапорный           |
| Система размещения скважин  | избирательная                |
| Расстояние между скважинами, м  | 700                          |
| Плотность сетки, га/скв.  | 4,5                          |
| Коэффициент охвата процессом вытеснения, доли ед.                     | 0,704                        |
| Критерии отключения добывающих скважин:<br>– обводнённость скважин, % | 98                           |
| Коэффициент использования фонда скважин                               | 1,0                          |
| Коэффициент эксплуатации скважин                                      | 0,98                         |
| Принятая компенсация отбора закачкой, %                               | –                            |
| Фонд скважин добывающих   | 4                            |
| Число скважин для бурения   | 2                            |
| Бурение вторых стволов  | 1                            |

Таблица 7 – Основные исходные технологические характеристики расчётного варианта разработки Георгиевского месторождения (майкопский горизонт)

| Характеристики  | Расчётный вариант разработки |
|---|------------------------------|
| Режим разработки  | упруговодонапорный           |
| Система размещения скважин  | фактическая                  |
| Расстояние между скважинами, м  | 400                          |
| Плотность сетки, га/скв.  | 21,9                         |
| Коэффициент охвата процессом вытеснения, доли ед.                     | 0,713                        |
| Критерии отключения добывающих скважин:<br>– обводнённость скважин, % | 98                           |
| Коэффициент использования фонда скважин                               | 1,0                          |
| Коэффициент эксплуатации скважин                                      | 0,98                         |
| Принятая компенсация отбора закачкой, %                               | 100                          |
| Фонд скважин добывающих   | 4                            |
| Число скважин для бурения   | 4                            |
| Бурение вторых стволов  | –                            |

Остановимся подробнее на описании планируемых мероприятий по эксплуатационным объектам.

Применение периодической эксплуатации скважин в случае, если по геологическим, техническим или технологическим причинам эксплуатация скважин в непрерывном режиме невозможна или нецелесообразна.

Кумский горизонт находится в разработке с 1969 года. За весь период эксплуатации на объекте работало 7 скважин, по состоянию на 01.01.2017 г. одна скважина (№ 135) находится в действующем фонде.

Выработка запасов категории  $C_1$ : бурение бокового ствола в скважине № 115 и бурение одной новой скважины; запасы категории  $C_2$ : бурение новой скважины в 2022 году.

Майкопский горизонт находится в разработке с 1960 года. За весь период эксплуатации на объекте работало 2 скважины (№ 455 С-Краснокумской и 80), по состоянию на 01.01.2017 г. объект не разрабатывается.

Бурение одной новой скважины в 2019 году, организация ППД в скважине № 80 в 2021 году, бурение новых скважин в 2022, 2023 и 2024 гг.

Местоположение точек бурения новых скважин и боковых стволов следует уточнять перед бурением на основе текущего анализа выработки запасов.

Объёмы закачки воды и фонд нагнетательных скважин необходимо уточнять ежегодно на основе текущего анализа энергетического состояния эксплуатационных объектов и объёмов подтоварной воды соседних месторождений.

При необходимости формирования очагового заводнения осуществлять его путём перевода единичных добывающих скважин под закачку с учётом текущего состояния разработки и особенностей геологического строения.

### **Технологические показатели разработки**

#### Кумский горизонт

Запланировано бурение двух новых скважин и одно ЗБС.

Накопленная добыча нефти к концу разработки составит 1678 тыс. тонн, КИН – 0,493 (утверждённый – 0,493), фонд скважин: добывающих – 4.

#### Майкопский горизонт

Накопленная добыча нефти к концу разработки составит 342 тыс. тонн, КИН – 0,338 (утверждённый – 0,338), фонд скважин: добывающих – 4, нагнетательных – 1.

#### В целом по месторождению

Разработка месторождения с учётом сложившихся условий на 01.01.2017 г. Накопленная добыча нефти к концу разработки – 1223 тыс. тонн, КИН – 0,277, фонд скважин: добывающих – 1.

С учётом обоснованных мероприятий: бурение семи новых скважин, одного бокового ствола и организацию ППД на майкопском горизонте, накопленная добыча нефти к концу разработки составит 1977,1 тыс. тонн, КИН – 0,448, фонд скважин: добывающих – 8, нагнетательных – 1.

### **Литература:**

1. Приказ МПР РФ № 61 от 21.03.2013 г. Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. – М., 2013.
2. РД 153-39.0-047-00. Регламент по созданию постоянно-действующих геолого-технологических моделей нефтяных месторождений.
3. РД 153-39-007-96. Регламент составления проектных технологических документов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений.
4. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений / Министерство энергетики Российской Федерации, Федеральное Государственное учреждение «Экспертнефтегаз». – М. : ОАО «ВНИИОЭНГ», 2014.
5. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин: учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Промсвещение-Юг», 2011. – 603 с.

6. 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.
7. 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.
8. 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.
9. 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.
10. 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.
11. Попов В.В., Богуш И.А., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Лаврентьев А.В. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа: учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
12. Попов В.В., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Кусов Г.В., Швец В.В. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
13. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
14. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГУ», 2019. – 267 с.
15. Березовский Д.А., Лаврентьев А.В., Савенок О.В., Кошелев А.Т. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
16. Дердуга А.В., Ншуту Мвизерва Иве. Построение геологической и гидродинамической моделей Владимирского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 4. – С. 266–280.
17. Захарченко Е.И., Захарченко Ю.И. Применение марковских моделей к анализу разработки нефтегазовых месторождений и оценке дебитов скважин // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 170–172.
18. 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.
19. Скуба Д.А., Колбунов М.Г., Савенок О.В., Соловьёва В.Н. Вероятностная модель массивных залежей нефти в верхнекаменноугольных и силурийско-девонских карбонатных отложениях Тимано-Печорской провинции // Инженер-нефтяник. – 2016. – № 1. – С. 54–65.
20. Теплюк А.М., Савенок О.В. Оценка перспектив доразведки многопластового Южно-Удмуртского месторождения на основе уточнения геологической модели и опытно-промышленная разработка эксплуатационных объектов // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 3. – С. 121–143.

## References:

1. Order of the Ministry of Natural Resources of the Russian Federation № 61 of 21.03.2013. Methodical recommendations on designing the development of oil and gas fields. – М., 2013.
2. RD 153-39.0-047-00. Regulations on creation of permanent geological and technological models of oil fields.
3. RD 153-39-007-96. Regulations for drafting design technological documentation for the development of oil and oil and gas fields.
4. Methodical instructions on creation of permanent geological and technological models of oil and gas fields / Ministry of Energy of the Russian Federation, Federal State Institution «ExPertneftegaz». – М. : JSC «VNIOENG», 2014.
5. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Y., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology in construction of oil and gas wells: textbook for university students. – Krasnodar : Prosveshchenie-South LLC, 2011. – 603 p.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Completion of oil and gas wells»: in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – V. 1–4.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V. Overhaul of oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – V. 1–4.
8. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of the oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.

9. Bulatov A.I., Kachmar Y.D., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Development of the naphtha and gas sverdlovin. Science and practice : monograph. – Lviv : Spole, 2018. – 476 p.
10. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Fundamentals of geophysical research during construction and operation of wells at oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 274 p.
11. Popov V.V., Bogush I.A., Tretyak A.Ya., Savenok O.V., Lavrentyev A.V. Search, exploration and exploitation of oil and gas fields : textbook. – Novocherkassk : South Russian State Pedagogical University (NPI), 2015. – 322 p.
12. Popov V.V., Tretyak A.Ya., Savenok O.V., Kusov G.V., Shvets V.V. Geophysical surveys and well work: a training manual. – Novocherkassk : Lik, 2017. – 326 p.
13. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiychuk R.S. Oil and gas engineering for well development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
14. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas fields. – Krasnodar : Published by FGBOU VO KubGTU, 2019. – 267 p.
15. Berezovsky D.A., Lavrent'ev A.V., Savenok O.V., Koshelev A.T. Development of the physico-chemical models and methods for forecasting the reservoir rocks condition // Oil industry. – 2014. – № 9. – P. 84–86.
16. Derduga A.V., Nshuti Mviserva, Ive. Construction of geological and hydrodynamic models of the Vladimirskeye field // Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – 2018. – № 4. – P. 266–280.
17. Zakharchenko E.I., Zakharchenko Y.I. Application of the Markov models to the analytical study of the oil and gas field development and the assessment of well production rates // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 2 at 2 pm: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 170–172.
18. Kurenkov V.V. Building a three-dimensional geological model on the example of lithology of the Vyngapurovskoye field // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific-Practical Conference (March 31, 2017): in 5 volumes: collection of articles / Under the general editorship of Dr. 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.
19. Scuba D.A., Kolbunov M.G., Savenok O.V., Solovyova V.N. Probabilistic model of massive oil deposits in the Upper Carboniferous and Silurian-Devonian carbonate deposits of the Timan-Pechora province (in Russian) // Petroleum engineer. – 2016. – № 1. – P. 54–65.
20. Teplyuk A.M., Savenok O.V. Estimation of the prospects for additional exploration of the multilayer Yuzhno-Udmurtskoye field on the basis of the geological model refinement and pilot development of operational facilities (in Russian) // Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – 2018. – № 3. – P. 121–143.