

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2021.2.116-133>

УДК 622.276.5(470.41)

**Особенности эксплуатации скважин с миллионной добычей  
нефти на Основной залежи пашийского горизонта  
Бавлинского месторождения**

<sup>1</sup>Шешдилов Р.И., <sup>1</sup>Хакимзянов И.Н., <sup>1</sup>Хакимзянова О.И., <sup>1</sup>Зацарина Л.В.,  
<sup>2</sup>Ханнанов М.Т.

<sup>1</sup>Институт «ТатНИПИнефть», Бугульма, Россия

<sup>2</sup>ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина, Альметьевск, Россия

**Operation of wells with one-million-tonnes cumulative production  
in main Pashiyan Accumulation of Bavlinskoye oil field**

<sup>1</sup>R.I. Sheshdirov, <sup>1</sup>I.N. Khakimzyanov, <sup>1</sup>O.I. Khakimzyanova, <sup>1</sup>L.V. Zatsarina,  
<sup>2</sup>M.T. Khannanov

<sup>1</sup>TatNIPIneft Institute, Bugulma, Russia

<sup>2</sup>PJSC TATNEFT, Almetyevsk, Russia

**E-mail: [razrbug@tatnipi.ru](mailto:razrbug@tatnipi.ru)**

**Аннотация.** На Основной залежи пашийского горизонта Бавлинского месторождения в эксплуатации с 1954 г. находятся 12 добывающих скважин, каждая из которых отобрала более 1 млн.т нефти. Особенности эксплуатации этих скважин являются несколько факторов: благоприятные геолого-физические параметры при вскрытии, своевременное применение геолого-технических мероприятий по водоограничению и увеличению нефтеотдачи, регулирование закачки воды и смена фильтрационных потоков, перенос фронта нагнетания в приконтурную зону с целью разрезания залежи на ВНЗ и НЗ и создание замкнутой системы заводнения и дополнительного очагового заводнения для раздельного воздействия на малопродуктивные пласты.

**Ключевые слова:** алевриты, песчаники, эксплуатационные ряды, добыча нефти, обводненность, регулирование закачки, нестационарное заводнение, промывка забоя скважины, очаговое заводнение

**Для цитирования:** Шешдилов Р.И., Хакимзянов И.Н., Хакимзянова О.И., Зацарина Л.В., Ханнанов М.Т. Особенности эксплуатации скважин с миллионной добычей нефти на Основной залежи пашийского горизонта Бавлинского месторождения//Нефтяная провинция.-2021.-№2(26).-С.116-133. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.2.116-133>

© Шешдилов Р.И., Хакимзянов И.Н., Хакимзянова О.И., Зацарина Л.В., Ханнанов М.Т., 2021

**Abstract.** In the main Accumulation of the Bavlinskoye oil field, twelve wells have been producing from the Pashiyan reservoirs since 1954, each with cumulative oil production over 1 mln tonnes. Several factors facilitated successful operation of the wells: favorable geological setting while drilling, timely water shutoff and EOR operations, waterflooding control and change of fluid flows, displacement of injection front into the periphery to divide the reservoir into water-oil and oil zones and to create a closed waterflooding system and an additional spot waterflooding for targeted stimulation of low-producing intervals.

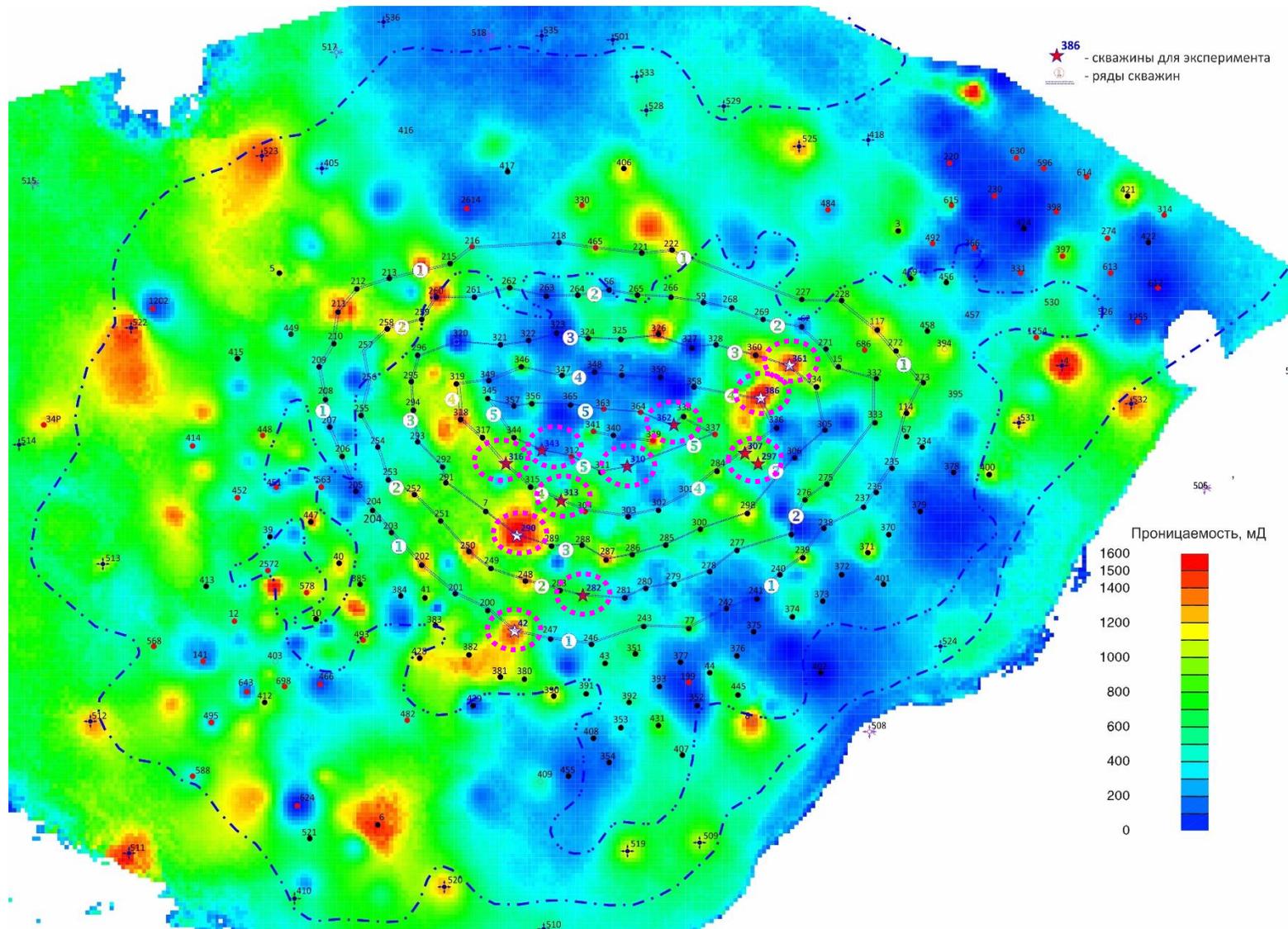
**Key words:** *siltstone, sandstone, producing rows of wells, oil production, watercut, waterflooding control, cyclic waterflooding, bottomhole flushing, spot waterflooding*

**For citation:** R.I. Sheshdirov, I.N. Khakimzyanov, O.I. Khakimzyanova, L.V. Zatsarina, M.T. Khannanov Osobennosti jekspluatacii skvazhin s millionnoj dobychej nefti na Osnovnoj zalezhi pashijskogo gorizonta Bavlinskogo mestorozhdenija [Operation of wells with one-million-tonnes cumulative production in main Pashiyan Accumulation of Bavlinskoye oil field]. Neftyanaya Provintsiya, No. 2(26), 2021. pp. 116-133. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.2.116-133> (in Russian)

## Введение

Бавлинское месторождение открыто в 1946 г. Нефтяная залежь пласта Д1 Бавлинского месторождения (основная часть залежи) приурочена к песчаникам и алевролитам пашийского горизонта франского яруса девона и залегает на глубине 1730 м. Песчаники составляют 89 % от общего объема нефтеносных коллекторов. Длина залежи 13 км, ширина 10 км. Полностью нефтяная зона занимает 37 % от общей площади залежи. Этаж нефтеносности – 33 м. Средневзвешенная по всей площади залежи нефтенасыщенная мощность равна 9 м, но для чисто нефтяной зоны она превышает 11 м.

Промышленная разработка нефтяной залежи пласта Д1 велась с 1950 г. по системе кольцевых рядов эксплуатационных скважин, расположенных параллельно контурам нефтеносности. Расстояние между рядами – 500 м, между скважинами в рядах – 400 м. Эксплуатационные ряды размещены в центральной, преимущественно в чисто нефтяной зоне. Всего пробурено пять полных рядов и один внешний полуряд. Плотность сетки эксплуатационных скважин составляет в среднем 47 га/скв., причем в пределах внутреннего контура нефтеносности она равна 25 га/скв., а в водо-нефтяной зоне – 102 га/скв (Рис. 1).



*Рис. 1. Карта распределения проницаемости со схемой размещения пробуренных скважин пласта Д1 Бавлинского месторождения*

На данной залежи до настоящего времени находятся в эксплуатации 12 скважин (№№ 42, 282, 290, 297, 307, 310, 313, 316, 343, 361, 362, 386), каждая из которых отобрала более миллиона тонн нефти (Рис. 1).

### **Краткая геологическая характеристика объекта**

Скважина № 42 пробурена в мае 1950 г. Пласт Д1 представлен нефтенасыщенными песчаниками в интервале 1714,0÷1728,6 м, перфорацией вскрыт интервал 1714,0÷1729 м (абсолютные отметки минус 1471,6÷1486,6 м), абсолютная проницаемость составила 950 мД, пористость 20,4 %, нефтенасыщенность 97,5 %, динамический уровень – фонтан, дебит безводной нефти – 100 т/сут.

Скважина № 282 пробурена в мае 1952 г. Пласт Д1 представлен нефтенасыщенными песчаниками в интервале 1800,8÷1811,6 м, перфорацией вскрыт интервал 1801,0÷1807,4 м (абсолютные отметки минус 1474,5÷1480,9 м), абсолютная проницаемость составила 650 мД, пористость 21,4 %, нефтенасыщенность 97,9 %, динамический уровень – фонтан, дебит безводной нефти – 90 т/сут.

Скважина № 290 пробурена в феврале 1955 г. Пласт Д1 представлен нефтенасыщенными песчаниками в интервале 1804,4÷1811,1 м, перфорацией вскрыт интервал 1801,4÷1811,4 м (абсолютные отметки минус 1468,4÷1478,4 м), абсолютная проницаемость составила 600 мД, пористость 21,4 %, нефтенасыщенность 94,6 %, динамический уровень – фонтан, дебит безводной нефти – 120 т/сут.

Скважина № 297 пробурена в марте 1955 г. Пласт Д1 представлен нефтенасыщенными алевролитами и песчаниками в интервалах 1753,2÷1754,4 м и 1755,0÷1768,0 м., перфорацией вскрыт интервал 1753,2÷1767,5 м (абсолютные отметки минус 1458,3÷1472,3 м), абсолютная проницаемость составила 950 мД, пористость 23,5 %, нефтенасыщенность 85,0 %, глубина спуска НКТ – 1200 м., диаметр – 2,5”, динамический уровень – 597 м, дебит безводной нефти – 5 т/сут.

Скважина № 307 пробурена в июне 1955 г. Пласт Д1 представлен нефтенасыщенными песчаниками в интервалах 1697,8÷1698,8 м, 1699,6÷1703,2 м и 1704,0÷1713,4 м, перфорацией вскрыт интервал 1698,4÷1709,2 м (абсолютные отметки минус 1455,8÷1466,6 м), абсолютная проницаемость составила 165 мД, 180 мД и 500 мД, пористость 14,5 %, 15 % и 20,0 %, нефтенасыщенность 65,0 %, 60,0 % и 70,0 %, динамический уровень – фонтан, дебит безводной нефти – 70 т/сут.

Скважина № 310 пробурена в августе 1954 г. Пласт Д1 представлен нефтенасыщенными алевритами и песчаниками в интервалах 1735,2÷1737,2 м и 1739,4÷1746,4 м, перфорацией вскрыты интервалы 1735,2÷1737,4 м и 1739,4÷1746,2 м (абсолютные отметки минус 1458,3÷1460,5 м и 1462,7÷1469,3 м), абсолютная проницаемость составила 270 мД и 500 мД, пористость 17,3 % и 21,4 %, нефтенасыщенность 70,0 % и 96,5 %, динамический уровень – фонтан, дебит безводной нефти - 47 т/сут.

Скважина № 313 пробурена в апреле 1956 г. Пласт Д1 представлен нефтенасыщенными песчаниками в интервале 1785,6÷1799,6 м, перфорацией вскрыт интервал 1785,2÷1797,5 м (абсолютные отметки минус 1463,6÷1475,9 м), абсолютная проницаемость составила 850 мД, пористость 23,0 %, нефтенасыщенность 94,0 %, без НКТ, динамический уровень – фонтан, дебит нефти – 95 т/сут с 0,1 % воды.

Скважина № 316 пробурена в апреле 1956 г. Пласт Д1 представлен нефтенасыщенными песчаниками в интервалах 1777,2÷1778,6 м и 1780,4÷1792,0 м, перфорацией вскрыты интервалы 1776,8÷1779,2 м и 1780,4÷1792,2 м (абсолютные отметки минус 1461,1÷1463,5 м и 1464,5÷1476,5 м), абсолютная проницаемость составила 1050 мД и 850 мД, пористость 18,0 % и 24,0 %, нефтенасыщенность 91,0 % и 90,0 %, динамический уровень – фонтан, дебит нефти – 115 т/сут с 0,3 % воды.

Скважина № 343 пробурена в апреле 1956 г. Пласт Д1 представлен

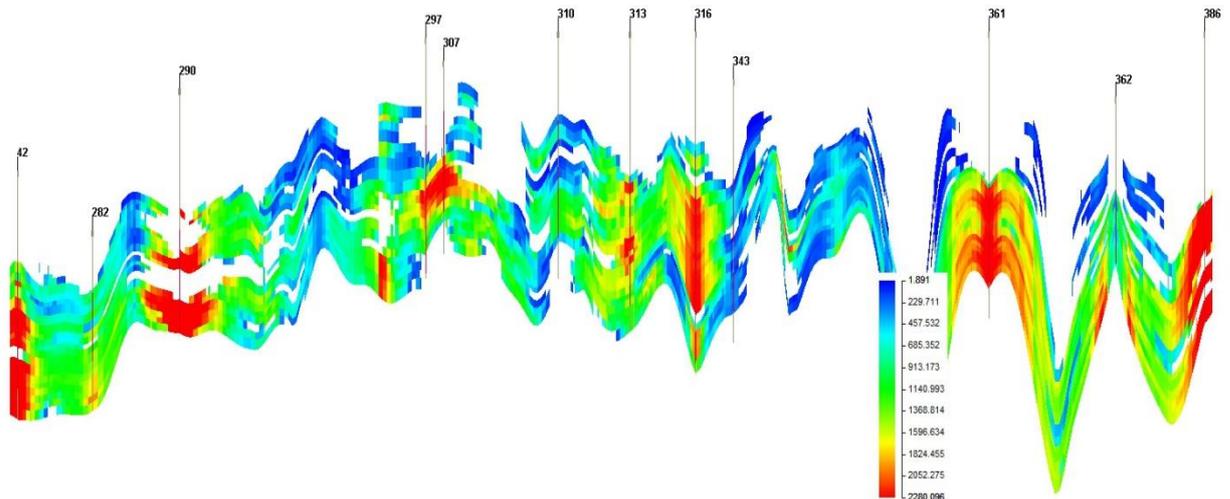
нефтенасыщенными песчаниками в интервалах 1764,9÷1766,6 м и 1770,0÷1777,2 м, перфорацией вскрыты интервалы 1764,6÷1768,8 м и 1773,4÷1777,0 м (абсолютные отметки минус 1463,7÷1467,9 м и 1472,5÷1476,3 м), абсолютная проницаемость составила 950 мД, пористость 23,3 %, нефтенасыщенность 94,0 %, динамический уровень – фонтан, дебит безводной нефти – 60 т/сут.

Скважина № 361 пробурена в марте 1953 г. Пласт Д1 представлен нефтенасыщенными песчаниками в интервале 1656,8÷1669,6 м, перфорацией вскрыт интервал 1657,0÷1666,5 м (абсолютные отметки минус 1464,2÷1473,7 м), абсолютная проницаемость составила 1525 мД, пористость 25,5 %, нефтенасыщенность 94,0 %, динамический уровень – фонтан, дебит безводной нефти – 63 т/сут.

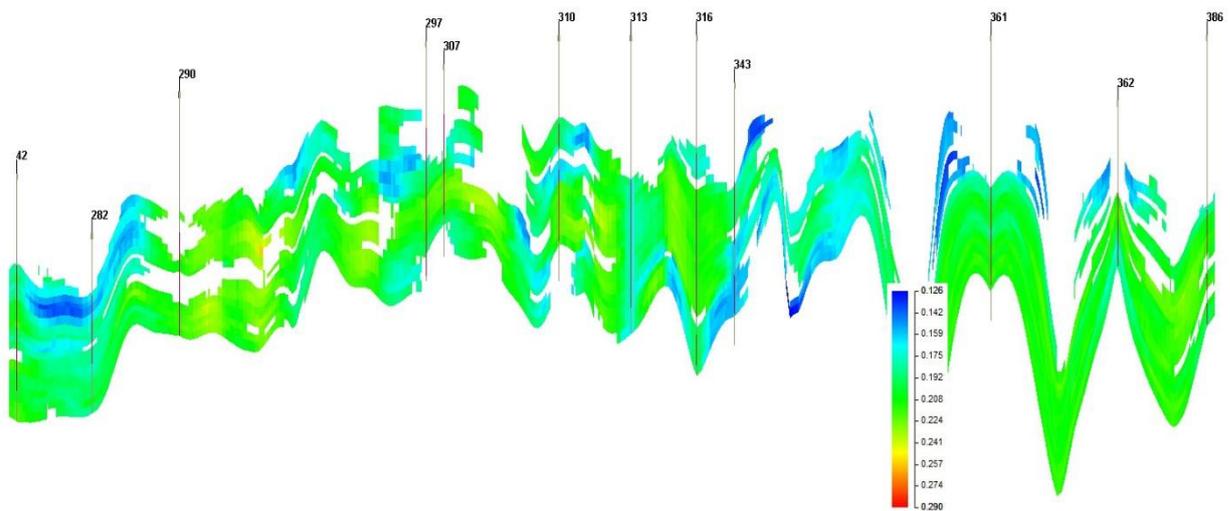
Скважина № 362 пробурена в феврале 1956 г. Пласт Д1 представлен нефтенасыщенными песчаниками в интервале 1724,0÷1732,0 м, перфорацией вскрыт интервал 1724,0÷1731,0 м (абсолютные отметки минус 1465,0÷1472,0 м), абсолютная проницаемость составила 700 мД, пористость 21,4 %, нефтенасыщенность 97,3 %, динамический уровень – фонтан, дебит безводной нефти – 30 т/сут.

Скважина № 386 пробурена в апреле 1954 г. Пласт Д1 представлен нефтенасыщенными песчаниками в интервалах 1673,8÷1678,2 м, 1680,0÷1681,4 м и 1683,0÷1685,0 м, перфорацией вскрыты интервалы 1674,0÷1678,4 м, 1680,0÷1681,6 м и 1682,0÷1684,8 м (абсолютные отметки минус 1466,3÷1470,7 м, 1472,3÷1473,9 м и 1474,3÷1477,1 м), абсолютная проницаемость составила 1350 мД, 550 мД и 700 мД, пористость 25,0 %, 20,5 % и 22,0 %, нефтенасыщенность 80,0 %, 84,0 % и 85 %, динамический уровень – фонтан, дебит безводной нефти – 60 т/сут.

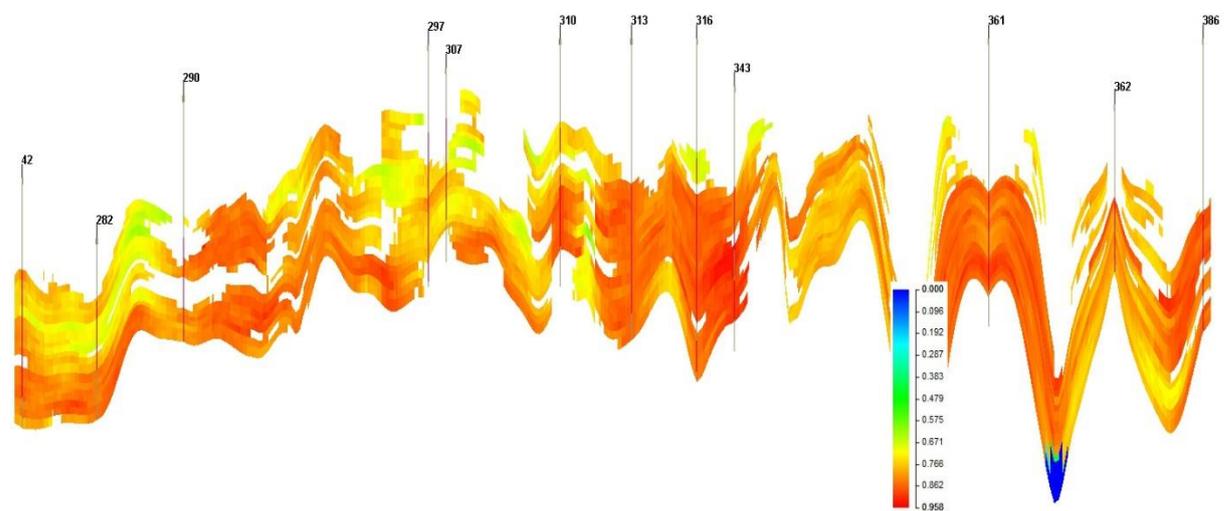
Распределение проницаемости, пористости и нефтенасыщенности в разрезе по линии скважин №№ 42, 282, 290, 297, 307, 310, 313, 316, 343, 361, 362, 386 приведено на рис. 2.



а)



б)



в)

**Рис. 2. Распределение проницаемости, пористости и нефтенасыщенности в разрезе по линии скважин №№ 42, 282, 290, 297, 307, 310, 313, 316, 343, 361, 362, 386**

### Эксплуатационные характеристики скважин

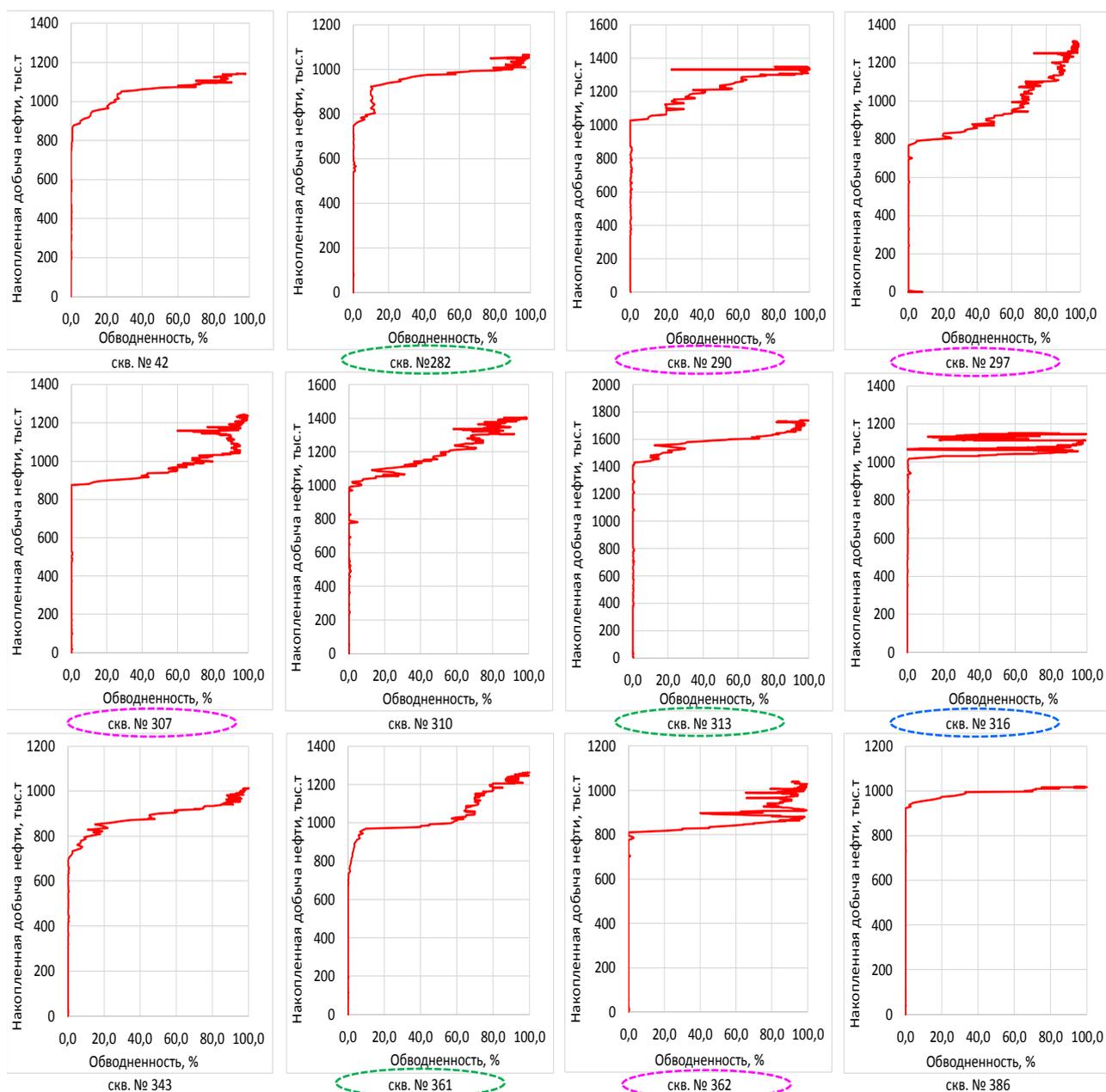
Срок эксплуатации скважин №№ 42, 282, 290, 297, 307, 310, 313, 316, 343, 361, 362, 386 составляет от 20 до 67 лет, причем стоит заметить, что в настоящее время четыре из них (№№ 290, 297, 307, 362) продолжают работать с дебитами нефти от 3,1 т/сут до 10,0 т/сут и обводненностью продукции скважин 97 %.

Рассмотрим более подробно эксплуатационные характеристики каждой скважины в отдельности.

Отбор нефти скважины № 42 до 9.1970 г. составлял 1143 тыс.т нефти, скважины № 282 – 1664 тыс.т, скважины № 290 – 1349 тыс.т (за 2020 г. – 85,3 т), дебит нефти 3,1 т/сут и обводненность 97 %, скважины № 297 – 1312 тыс.т (за 2020 г. – 223,0 т), дебит нефти 8,1 т/сут и обводненность 97 %, скважины № 307 – 1242 тыс.т (за 2020 г. – 59 т), дебит нефти 5,1 т/сут и обводненность 98 %, скважины № 310 до 10.2010 г. – 1404 тыс.т, скважины № 313 до 1.1991 г. – 1739 тыс.т, скважины № 316 до 7.2003 г. 1149 тыс.т, скважины № 343 до 8.1984 г. – 1011 тыс.т, скважины № 361 до 6.1982 г. – 1262 тыс.т, скважины № 362 – 1038 тыс.т (за 2020 г. – 301 т) дебит нефти 10 т/сут и обводненность 94 %, скважины № 386 до 4.1980 г. – 1017 тыс.т.

Графики зависимости накопленной добычи нефти от обводненности продукции скважин №№ 42, 282, 290, 297, 307, 310, 313, 316, 343, 361, 362, 386 представлены на рис. 3.

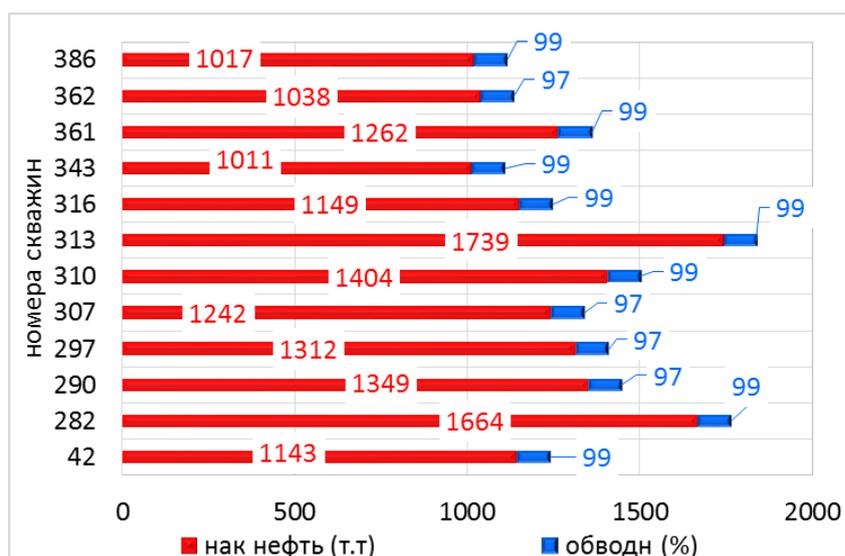
Из рис. 3 можно заметить, что применяемые на скважинах №№ 290, 297, 307, 362 геолого-технические мероприятия по ограничению притока воды позволяют эксплуатировать скважины при обводненности продукции в интервале 90÷97 %. Скважина № 343 переведена под закачку воды. Также стоит заметить, что три скважины №№ 282, 313, 361 после обводнения были переведены под добычу нефти на бобриковский объект, а скважина № 316 – на турнейский объект. Остальные две скважины № 42 и № 386 ликвидированы как выполнившие свое назначение.



**Рис. 3. Графики зависимости накопленной добычи нефти от обводненности продукции скважин**

На рис. 4 приведены графики распределения технологических показателей разработки в виде накопленной добычи нефти и обводненности продукции по скважинам.

На рис. 4 отчетливо видно, что, несмотря на высокую продуктивность (1017÷1739 тыс.т), все скважины имеют высокую обводненность (97÷98 %).



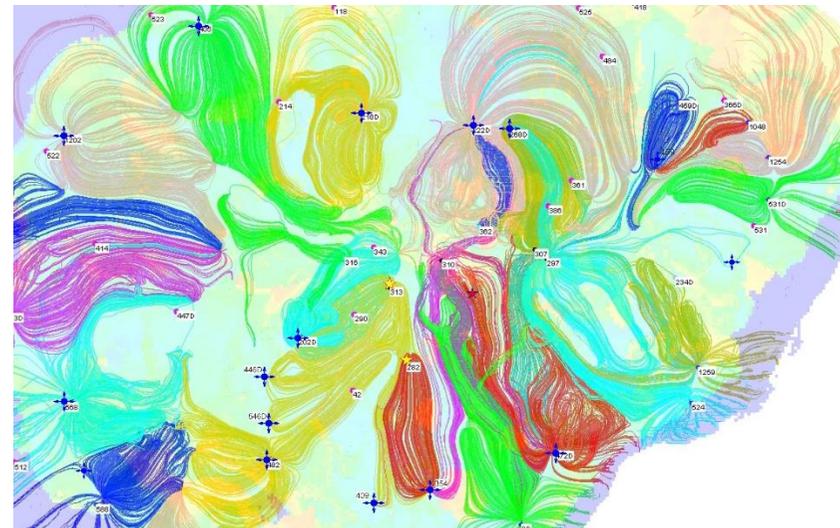
*Рис. 4. Распределение накопленной добычи нефти и обводненности продукции по скважинам*

Результаты анализа фактических показателей разработки эксплуатации выбранных скважин позволили объединить данные скважины в три группы по датам достижения первых языков воды. В первую группу с временным интервалом 1963÷1964 гг. можно включить скважины №№ 42, 282, 361, во вторую с 1967÷1970 гг. – скважины №№ 290, 297, 307, 316, 343, 386, в третью с 1974 г. – скважину № 313. Распределение линий тока воды к моменту достижения 98 % обводнения скважин показано на рис. 5. Так, например, из рис. 5а можно заметить достижение линий тока воды к моменту 98 % обводнения скважины № 42 от нагнетательных скважин №№ 410, 519, 520 и скважины № 386 – от скважин №№ 4, 525. На рис. 5б представлен рисунок линий тока воды к моменту 98 % обводнения скважины № 282 от нагнетательных скважин №№ 354, 409 и скважины № 313 – от скважин №№ 202Д, 354, 409, 446Д; скважины № 343 – от скважин №№ 214, 465 и скважины № 361 – от скважин №№ 222, 465 (Рис. 5в); скважины № 310 – от скважин №№ 7Д, 56, 202Д, 281, 313Д, 1263 и скважины № 313 – от скважин №№ 202Д, 354, 409, 446Д (Рис. 5г).

Стоит также заметить, что перевод в мае 2000 г. скважины № 343 под закачку воды заметно повлиял на продуктивность скважин №№ 290, 310, 316, 362 в связи с увеличением дебитов нефти.



а)



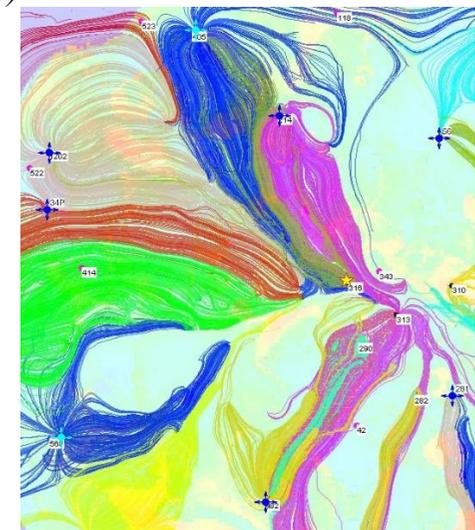
б)



в)



з)



д)

**Рис. 5. Распределение линий тока воды к моменту достижения 98% обводнения скважин:**

**а) скв. 42,386 (9.1970 г.), б) скв. 282,313 (1.1991 г.), в) скв. 343,361 (6.1982 г.), з) скв. 310 (10.2010 г.), д) скв. 316 (7.2003 г.)**

Так, например, в скважине № 290 произошло увеличение дебита нефти на 1,6 т/сут (7.2001 г.) и обводненности на 30 % (12.2001 г.), в скв. 310 – на 6,3 т/сут (11.2001 г.), в скважине № 316 – на 2,5 т/сут (6.2001 г.) и обводненности на 30 % (9.2001 г.), в скважине № 362 – на 4,1 т/сут (1.2001 г.).

### **Причины долголетия скважин №№ 290, 297, 307, 362**

Как было сказано ранее, рассматриваемые скважины эксплуатируются 65÷67 лет, в частности, скважины №№ 290, 297 – с 1955 г., скважина № 307 – с 1954 г., скважина № 262 – с 1956 г. Скважины размещены в пределах 3 и 5 рядов круговой системы заводнения залежи (Рис. 1).

Все скважины находятся в эксплуатации с УЭЦН, их продуктивность составляет: скважина № 290 –  $3,341 \text{ м}^3/(\text{сут} \times \text{атм})$ , скважина № 297 –  $7,556 \text{ м}^3/(\text{сут} \times \text{атм})$ , скважина № 307 –  $2,754 \text{ м}^3/(\text{сут} \times \text{атм})$ , скважина № 362 –  $2,590 \text{ м}^3/(\text{сут} \times \text{атм})$ .

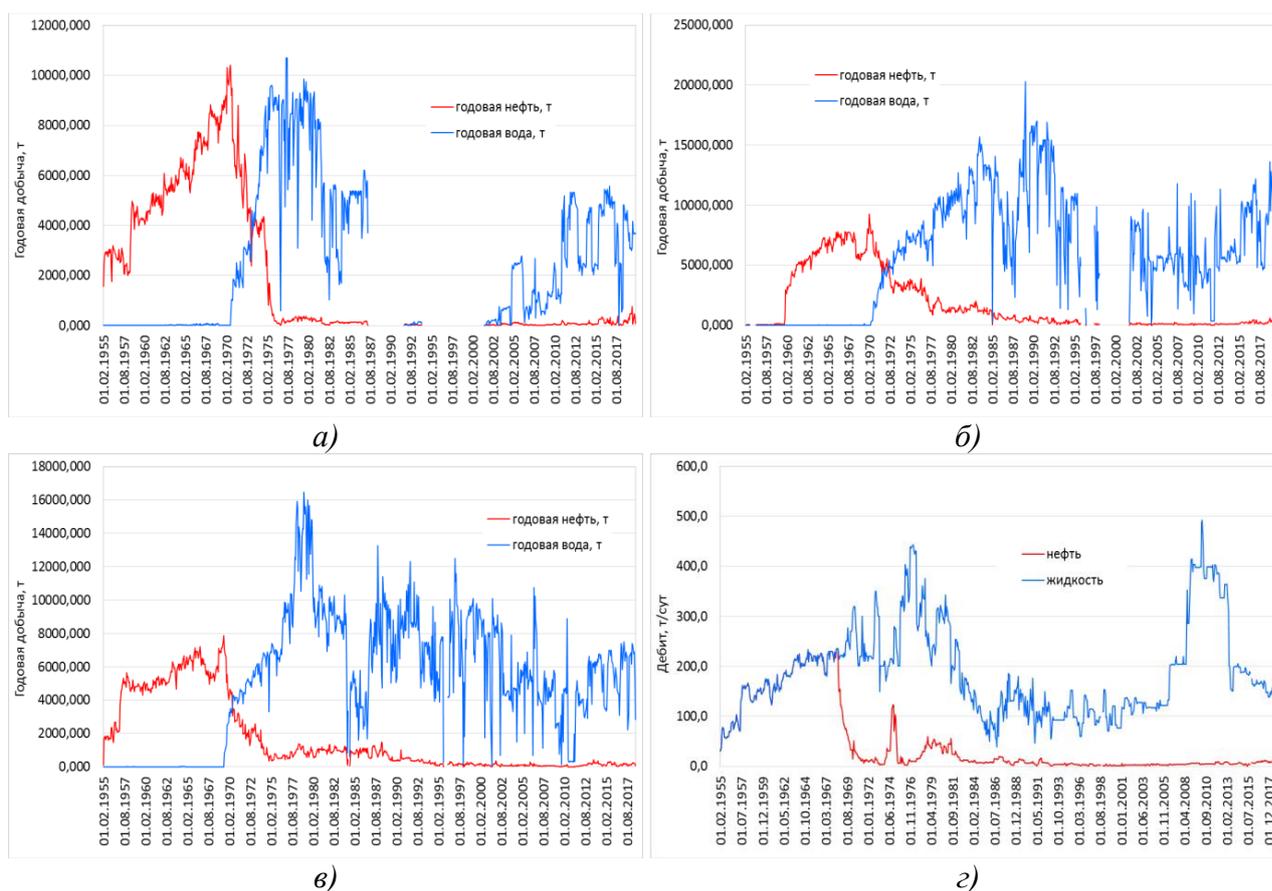
По геолого-геофизическим параметрам скважины размещены в наиболее приемлемых участках залежи. Так, например, скважиной № 290 вскрыто 5,8 м нефтенасыщенной толщины со средней пористостью 17,5 %, проницаемостью 367,5 мД и нефтенасыщенностью 77,9 %; скважиной № 297 вскрыто 14,2 м нефтенасыщенной толщины со средней пористостью 19,8 %, проницаемостью 585,0 мД и нефтенасыщенностью 77,5 %; скважиной № 307 вскрыто 14,0 м нефтенасыщенной толщины со средней пористостью 16,5 %, проницаемостью 281,7 мД и нефтенасыщенностью 65,0 %; скважиной № 362 вскрыто 7,0 м нефтенасыщенной толщины со средней пористостью 21,4 %, проницаемостью 700,0 мД и нефтенасыщенностью 97,3 %.

В течение трех лет, начиная с 1968 года на Основной залежи были проведены работы по ограничению добычи попутной воды. К 1970 году годовые уровни добычи жидкости и закачки воды были снижены на 40 %, что привело к падению добычи нефти на 45 % при незначительном умень-

шении действующего фонда.

За последующие 10 лет к концу 1980 года отборы жидкости были восстановлены, но это не смогло компенсировать потери в добыче нефти. Темп добычи нефти уже не мог быть восстановлен до уровня, который был до ограничения добычи воды.

Работы по сокращению объемов добычи попутной воды на скважинах 1 и 2 рядов путем регулирования закачки воды и смены фильтрационных потоков привели также к снижению добычи нефти по скважинам №№ 290, 297, 307, 362, что отчетливо можно увидеть из графиков динамики годовой добычи нефти и воды, представленной на рис. 6.



**Рис. 6. Динамика годовой добычи нефти и воды по скважинам:**

**а) № 290, б) № 297, в) № 307, г) № 362**

Сокращении объемов добычи попутной воды на скважинах 1 и 2 рядов в течение 1968-1970 гг. привели к снижению добычи нефти на 7,9 тыс.т, в частности, по скважине № 290 на 0,9 тыс.т, скважине № 297 – 2,1 тыс.т, скважине № 307 – 2,1 тыс.т, скважине № 362 – 2,8 тыс.т.

В последующие годы на залежи также были проведены мероприятия по переносу фронта нагнетания в приконтурную зону с целью разрезания залежи на ВНЗ и НЗ, а затем по наметившимся линиям опережающей выработки пласта разрезание на блоки для создания замкнутой системы заводнения и дополнительного очагового заводнения для отдельного воздействия на малопродуктивные пласты.

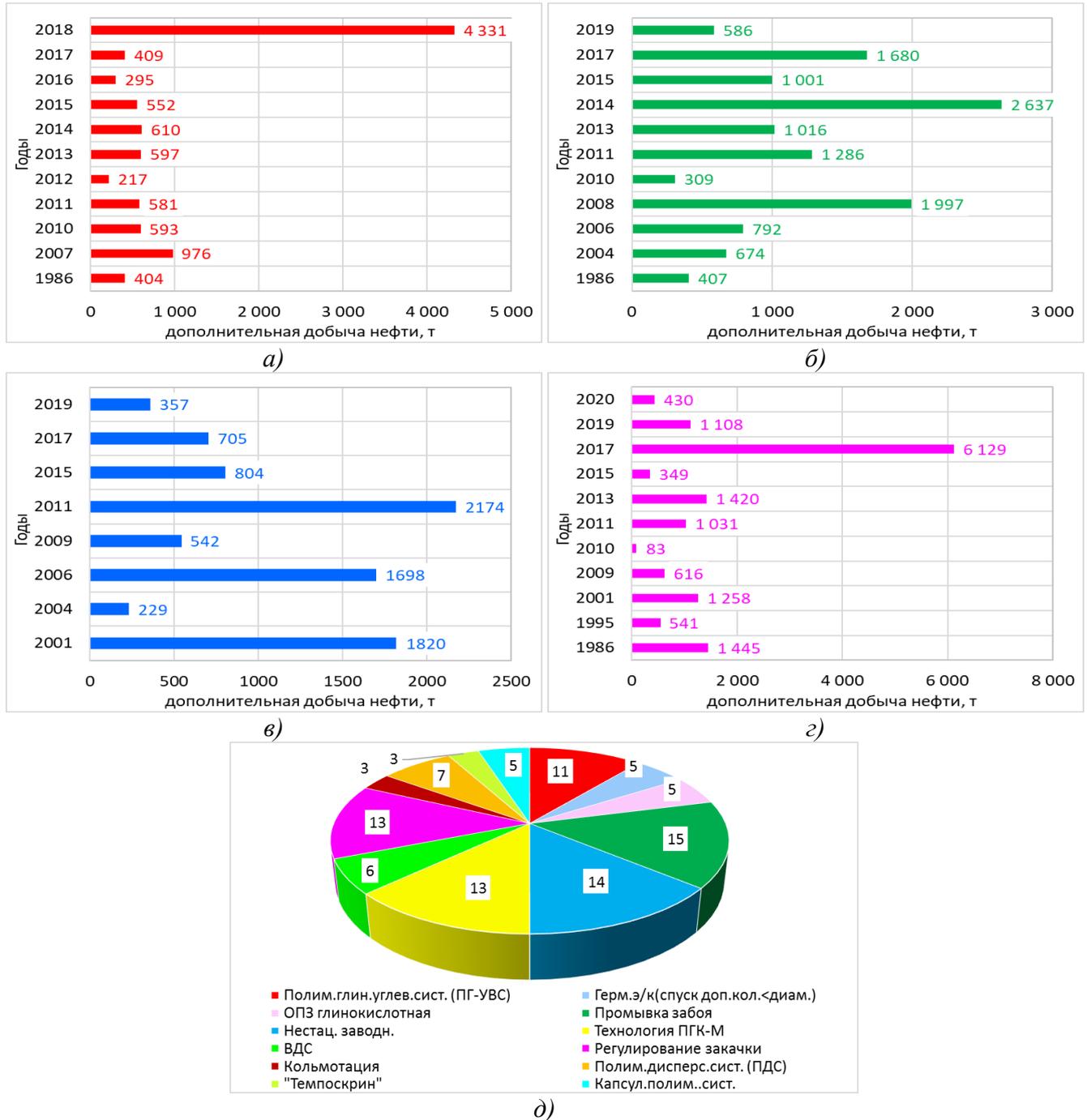
Для повышения эффекта блокового разрезания на залежи осуществлялось также и циклическое заводнение с переменной направленностей фильтрационных потоков.

Данные мероприятия негативно повлияли на скважины №№ 290, 297, 307, 362, что отразилось резким от 0 до 85 % обводнением продукции скважин (скважина № 290 до 96 %, скважина № 297 – 70 %, скважина № 307 – 85 %, скважина № 362 – 90 %).

В связи со значительным снижением годовой добычи нефти и резким ростом обводненности, на скважинах №№ 290, 297, 307, 362 Основной залежи пашийского объекта Бавлинского месторождения начали применять многочисленные геолого-технические мероприятия (ГТМ), методы увеличения нефтеотдачи (МУН) и проводить водоизоляционные работы. В частности, на скважинах проводились такие мероприятия, как регулирование закачки, нестационарное заводнение, промывка забоя скважины, кольматация, герметизация эксплуатационной колонны, глинокислотная ОПЗ и закачка полимернолинокислотной системы (ПГ-УВС), вододисперсные системы (ВДС), полимернодисперсной системы (ПДС), капсулированной полимерной системы, технологии ПГК-М и физико-химическое воздействие полимергелевой системой (ПГС) «Темпоскрин».

Дополнительная добыча от проведенных ГТМ и МУН в целом по всем скважинам за период с 1986÷2020 гг. составила 44,7 тыс.т нефти, по скважинам распределилась следующим образом: скважина № 290 – 9,6 тыс.т, скважина № 297 – 12,4 тыс.т, скважина № 307 – 8,3 тыс.т, скважина № 362 – 14,4 тыс.т.

Динамика дополнительной добычи нефти от проведенных ГТМ и МУН по скважинам №№ 290, 297, 307, 362 приведена на рис. 7а-г, распределение ГТМ и МУН по видам – на рис. 7д.



**Рис. 7. Динамика дополнительной добычи нефти от проведенных ГТМ и МУН по скважинам: а) № 290, б) № 297, в) № 307, г) № 362 и д) распределение ГТМ и МУН по видам (%)**

Как видно из рис. бд, основной эффект от проведенных ГТМ и МУН получен за счет неоднократных промывок забоев скважин (15 %), нестаци-

онарного заводнения (14 %), технологии ПГК-М (13 %), регулирования закачки и изменения линий тока (13 %), технологии ПГ-УВС (11 %) и технологии ПДС (7 %).

Положительный результат от проведенных ГТМ и МУН, а также от мероприятий по ограничению притока воды к скважинам можно заметить по зависимости накопленной добычи нефти от обводненности продукции скважин (Рис. 3).

Таким образом, характеризуя особенности эксплуатации высокопродуктивных скважин с миллионной добычей нефти на залежи пашийского горизонта Бавлинского месторождения, можно сделать следующие выводы.

1. Все рассматриваемые скважины размещены в нефтяной зоне центральной части залежи между кольцевыми 3 и 5 рядами эксплуатационных скважин.
2. По геолого-физическим параметрам скважины вскрыли высокопористые (16,5÷21,4 %), высокопроницаемые (281,7÷700 мД) и высоконефтенасыщенные (65÷97,3 %) пропластки.
3. Большая часть скважин (восемь из 12 скважин) в течение 20-ти лет эксплуатировалась фонтаном в безводном режиме.
4. Работы по сокращению объемов добычи попутной воды на скважинах 1 и 2 рядов путем регулирования закачки воды и смены фильтрационных потоков привели к значительному снижению добычи нефти скважин.
5. Значительное снижение годовой добычи нефти и резкий рост обводненности скважин привели к необходимости проведения многочисленных ГТМ, МУН и водоизоляционных работ. Были проведены такие мероприятия, как регулирование закачки, нестационарное заводнение, промывка забоя скважины, кольматация, герметизация эксплуатационной колонны, глинокислотная ОПЗ и закачка полимернолинокислотной системы (ПГ-УВС), вододисперсной системы (ВДС), по-

лимернодисперсной системы (ПДС), капсулированной полимерной системы, технологии ПГК-М и физико-химическое воздействие полимергелевой системой (ПГС) «Темпоскрин».

6. Основной эффект от проведенных ГТМ и МУН, а также удержание долгое время обводненности продукции на уровне 90-96 %, удалось благодаря своевременному применению неоднократных промывок забоев скважин (15 %), нестационарного заводнения (14 %), технологии ПГК-М (13 %), регулирования закачки и изменения линий тока (13 %), технологии ПГ-УВС (11 %) и технологии ПДС (7 %).

#### Список литературы

1. Муслимов Р.Х. Выдающаяся роль Бавлинского нефтяного месторождения в формировании высоких технологий выработки продуктивных пластов // Георесурсы. – 2006. – № 3 (20). – С. 3-7.
2. Научно-практическое значение открытия и разработки Бавлинского нефтяного месторождения / Р.С.Хисамов, Г.Г. Ганиев, Р.Г. Ханнанов, Р.Г. Абдулмазитов, Р.Б. Хисамов // Георесурсы. – 2006. – № 3 (20). – С. 8-10.
3. Хаммадеев Ф.М, Султанов С.А., Полуян И.Г. Экспериментальная разработка Бавлинского месторождения. – Казань : Таткнигоиздат, 1975. – 111 с.
4. Предварительные результаты Бавлинского эксперимента / Р.Х. Муслимов, В.А. Николаев, С.А. Султанов, И.Г. Полуян // Нефтяное хозяйство. – 1981. – № 7. –С. 30-38.
5. Марченко И.Р., Зевакин Н.И. «Проект разработки Бавлинского нефтяного месторождения», ТатНИПИнефть, Бугульма, 2012.

#### References

1. Muslimov R.Kh. *Vydayushchayasya rol Bavlinskogo neftyanogo mestorozhdeniya v formirovanii vysokikh tekhnologii vyrabotki produktivnykh plastov* [Bavlinskoye oil field played a key role in creating high technologies for development of productive formations]. *Georesursy*, No. 3 (20), 2006. pp. 3-7. (in Russian)
2. R.S.Khisamov, Ganiev G.G., Khannanov R.G., Abdulmazitov R.G., Khisamov R.B. *Nauchno-prakticheskoe znachenie otkrytiya i razrabotki Bavlinskogo neftyanogo mestorozhdeniya* [Scientific-practical importance of discovery and development of Bavlinskoye oil field]. *Georesursy*, No. 3 (20), 2006. pp. 8-10. (in Russian).
3. Khammadeev F.M, Sultanov S.A., Poluyan I.G. *Ekspperimentalnaya razrabotka Bavlinskogo mestorozhdeniya* [Pilot development of Bavlinskoye oil field]. Kazan: Tatknigoizdat Publ., 1975. 111 p. (in Russian)
4. Muslimov R.Kh., Nikolaev V.A., Sultanov S.A., Poluyan I.G. *Predvaritelnye rezultaty Bavlinskogo eksperimenta* [Preliminary results of Bavlinsky experiment]. *Neftyanoe Khozyaistvo*, No. 7, 1981. pp. 30-38. (in Russian)
5. Marchenko I.R., Zevakin N.I. *Proekt razrabotki Bavlinskogo neftyanogo mestorozhdeniya* [Bavlinskoye oil field development project]. TatNIPIneft Publ., Bugulma, 2012.

### **Сведения об авторах**

*Шешдилов Рамиз Искендерович*, ведущий специалист (разработчик) Проектного офиса ПТД Бавлинского месторождения, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина  
Россия, 423236, Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 40  
E-mail: razrbug@tatnipi.ru

*Хакимзянов Ильгизар Нургизарович*, доктор технических наук, главный инженер Проектного офиса ПТД Бавлинского месторождения, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина; профессор кафедры «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений» Филиал УГНТУ в г. Октябрьском  
Россия, 423236, Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 40  
E-mail: khakimzyanov@tatnipi.ru

*Хакимзянова Ольга Ивановна*, специалист 1 категории (разработчик) Проектного офиса ПТД Бавлинского месторождения, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина  
Россия, 423236, Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 40  
E-mail: kamai@tatnipi.ru

*Зацарина Лада Валерьевна*, специалист 1 категории (разработчик) Проектного офиса ПТД Бавлинского месторождения, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина  
Россия, 423236, Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 40  
E-mail: zasarina@tatnipi.ru

*Ханнанов Марс Талгатович*, к.г.-м.-н., ведущий эксперт, управление геологии нефтяных и газовых месторождений ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина; доцент кафедры геологии, Альметьевский государственный нефтяной институт  
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, 75  
E-mail: geofkhannanov@mail.ru

### **Authors**

*R.I. Sheshdirov*, Lead Specialist, Project Office – Reservoir Engineering Documentation for Bavlinskoye Oil Field, TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT  
40, Musa Jalil st., Bugulma, 423236, Russian Federation  
E-mail: razrbug@tatnipi.ru

*I.N. Khakimzyanov*, Dr.Sc., Chief Engineer, Project Office – Reservoir Engineering Documentation for Bavlinskoye Oil Field, TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT, Professor of Reservoir Engineering Chair at Oktyabrsky Branch of Ufa State Oil Technical University  
40, Musa Jalil st., Bugulma, 423236, Russian Federation  
E-mail: khakimzyanov@tatnipi.ru.

*O.I. Khakimzyanova*, Engineer, Project Office – Reservoir Engineering Documentation for Bavlinskoye Oil Field, TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT  
40, Musa Jalil st., Bugulma, 423236, Russian Federation  
E-mail: kamai@tatnipi.ru

*L.V. Zatsarina*, Engineer, Project Office – Reservoir Engineering Documentation for Bavlinskoye Oil Field, TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT  
40, Musa Jalil st., Bugulma, 423236, Russian Federation  
E-mail: zasarina@tatnipi.ru

*M.T. Khannanov*, PhD (Geol.). Leading Expert at Petroleum Geology Department – PJSC TATNEFT; Assistant Professor of Geology Chair at Almeteyevsk State Oil Institute  
75, Lenin Street, Almeteyevsk, 423450, Russian Federation  
E-mail: geofkhannanov@mail.ru

*Статья поступила в редакцию 19.04.2021  
Принята к публикации 17.06.2021  
Опубликована 30.06.2021*