

Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2023. Вып. 2 (142). С. 71-80. ISSN 1998-8443 (print)
Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products. 2023. Issue 2 (142). P. 71-80. ISSN 1998-8443 (print)

Научная статья

УДК 622.276.5

doi: 10.17122/ntj-oil-2023-2-71-80

EDN: BKJIYE

РЕЗУЛЬТАТЫ ТРАНСФОРМАЦИИ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОГО ОБЪЕКТА БП14 ТАРАСОВСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Рамиль Халитович Гайнетдинов¹, Фанис Наилевич Нигматуллин²,
Рустем Шаухатович Якупов³, Владимир Геннадьевич Шафтельский⁴

^{1, 2, 3}ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

⁴ООО «РН-Пурнефтегаз», Губкинский, Россия

¹GainetdinovRKh@bnipi.rosneft.ru

²NigmatullinFN@bnipi.rosneft.ru

³YakupovRS@bnipi.rosneft.ru

⁴VGShaftelskiy@png.rosneft.ru

Автор, ответственный за переписку: **Рамиль Халитович Гайнетдинов**,
GainetdinovRKh@bnipi.rosneft.ru

Аннотация. В статье количественно оценён технологический эффект прироста добычи нефти при трансформации обращённой девятиточечной системы разработки в однорядную систему. Показано, что в реализованной на нефтяном объекте БП14 обращённой девятиточечной системе разработки происходит опережающее обводнение добывающих скважин, расположенных в одном ряду с нагнетательными скважинами в направлении регионального стресса. Эффект опережающего обводнения объясняется образованием и ростом трещин автоГРП

на нагнетательных скважинах. С учётом этого эффекта, для увеличения коэффициента охвата заводнением начата реализация программы перевода высокообводнённых и бездействующих добывающих скважин в нагнетание для формирования рядной системы разработки, направленной вдоль линии регионального стресса. Анализ фактических результатов десятилетней реализации проекта показал, что на поздней стадии разработки трансформация системы разработки на объекте БП14 позволит увеличить накопленный отбор нефти на $\approx 20\%$.

Ключевые слова: система разработки, трансформация, коэффициент извлечения нефти, направление регионального стресса, коэффициент охвата заводнением, трещина автоГРП

Для цитирования: Гайнетдинов Р. Х., Нигматуллин Ф. Н., Якупов Р. Ш., Шафтельский В. Г. Результаты трансформации системы разработки нефтяного объекта БП14 Тарасовского нефтегазоконденсатного месторождения // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2023. Вып. 2 (142). С. 71-80. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2023-2-71-80>.

Original article

TARASOVSKOYE OIL AND GAS CONDENSATE FIELD OIL FACILITY OBJECT BP14 DEVELOPMENT SYSTEM TRANSFORMATION RESULTS

Ramil Kh. Gaynetdinov¹, Fanis N. Nigmatullin², Rustem Sh. Yakupov³,
Vladimir G. Shaftelskiy⁴

^{1, 2, 3}RN-BashNIPIneft LLC (Company of Rosneft Group), Ufa, Russia

⁴RN-Purneftegaz LLC, Gubkinsky, Russia

¹GainetdinovRKh@bnipi.rosneft.ru

²NigmatullinFN@bnipi.rosneft.ru

³YakupovRS@bnipi.rosneft.ru

⁴VGShaftelskiy@png.rosneft.ru

Corresponding author: **Ramil Kh. Gaynetdinov**, GainetdinovRKh@bnipi.rosneft.ru

Abstract. In article, the technological effect of oil production increase by the inverted nine-point development system into a single-row system transformation is quantified. The anticipatory watering of the production wells located on the same row with the injection wells in the direction of regional stress in the inverted nine-point development system implemented at the oil facility BP14 object is shown. The effect of anticipatory watering is explained by the formation and growth of auto-hydraulic fractures

on injection wells. With the effect and in order to increase the watering implementation coefficient the program of transferring highly watered and idle production wells to injection was started at the aim to form the single-row development system directed along the lineregional stress. Analysis of the ten-year project implementation actual results showed that the system transformation on BP14 object will increase the cumulative oil production on nearby 20 % on the latest stage of development.

Keywords: development system, transformation, oil recovery factor, direction of regional stress, watering implementation coefficient, auto-hydraulic fracture

For citation: Gaynetdinov R. Kh., Nigmatullin F. N., Yakupov R. Sh., Shaftelskiy V. G. Rezul'taty transformatsii sistemy razrabotki neftyanogo ob"ekta BP14 Tarasovskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya [Tarasovskoye Oil and Gas Condensate Field Oil Facility Object BP14 Development System Transformation Results]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2023, Issue 2 (142), pp. 71-80. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2023-2-71-80>.

Введение

На поздней стадии разработки нефтяных месторождений большая часть добывающих скважин исключается из эксплуатации в связи с достижением предельной обводненности.

Сокращение фонда скважин приводит к изменению фильтрационных потоков, а в большинстве случаев и к снижению коэффициента охвата заводнением. В таких условиях возрастает роль регулирования процесса заводнения для вовлечения в разработку недраенируемых запасов нефти [1-3].

В данной работе на примере разработки нефтяного объекта БП14 Тарасовского нефтегазоконденсатного месторождения представлены результаты изменения направления фильтрационных потоков путём перевода высокообводнённого и/или неработающего добывающего фонда в нагнетательный - трансформация обращённой девятиточечной системы разработки в однорядную. Данная работа является продолжением цикла статей, посвящённых трансформации систем разработки на месторождениях ООО «РН-Пурнефтегаз» [4, 5].

Геология

В составе горизонта БП14 выделено шесть терригенных пластов БП14/1, БП14/2, БП14/3, БП14/4, БП14/5 и БП14/6 (рисунок 1), являющихся элементами клиноформы. С запада на восток происходит постепенное уменьшение толщин пластов, а затем и выклинивание их к кровле горизонта. Наиболее выдержанными по площади являются пласт БП14/1, распространённый на западе, и БП14/3 - на восточном склоне поднятия. Остальные пласты характеризуются подчинённым значением, выделены на отдельных участках площади в виде тел сложной конфигурации. Размеры горизонта - 45 км в длину и до 14 км в ширину.

Горизонт БП14 в целом характеризуется низкими коллекторскими свойствами. Средняя нефтенасыщенная толщина объекта составляет 7,0 м, средняя нефтенасыщенность - 0,6 д.ед., коэффициент песчанистости - 18,6 %, расчлененность - 7,6 ед., средняя проницаемость по ГИС - 0,022 мкм², по ГДИ - 0,005 мкм², газосодержание нефти 285 м³/т, вязкость нефти в пластовых условиях - 0,37 мПа·с.

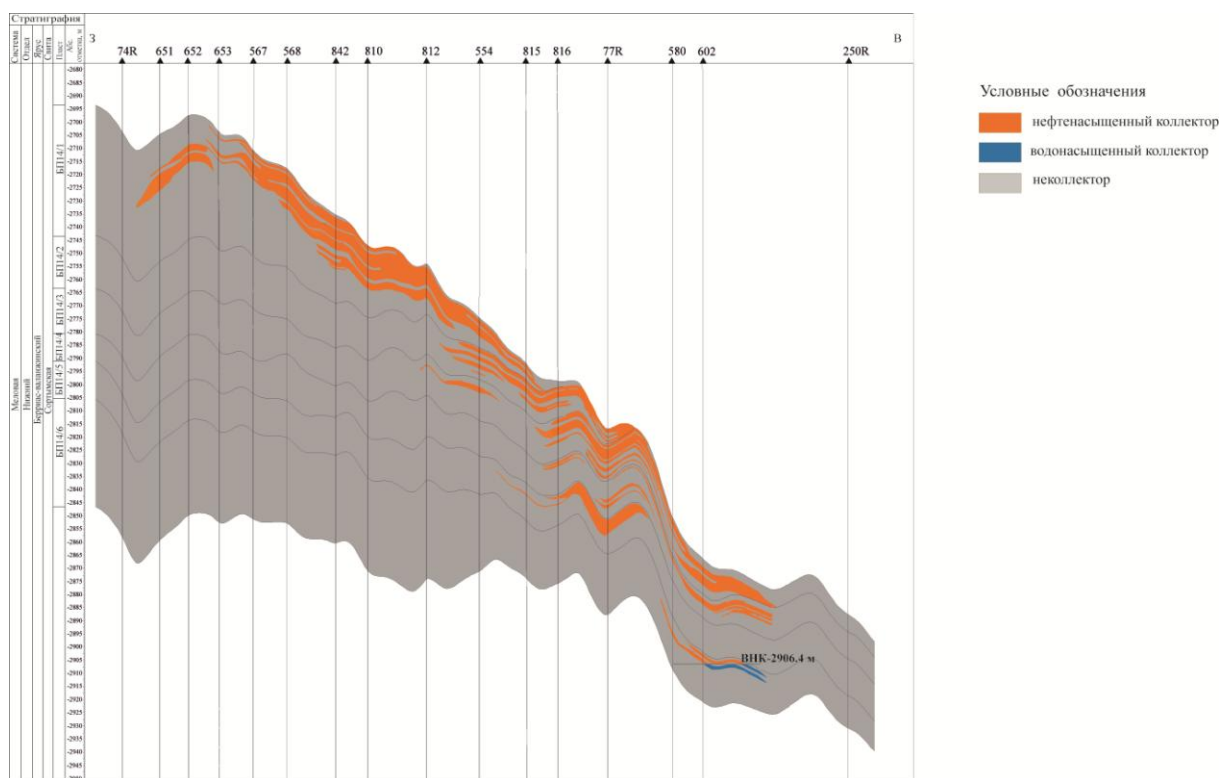


Рисунок 1. Геологический профиль горизонта БП14

Figure 1. Geological profile of horizon BP14

Разработка

Объект БП14 введен в разработку в 1986 г. С начала разработки пробурены более 700 скважин по обращенной 9-точечной системе наклонно-направленными скважинами с плотностью 36 га/скв. По состоянию на 01.01.2023, текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) в разбуренной зоне составляет 0,325 при утвержденном 0,383, отбор начальных извлекаемых запасов (НИЗ) - 85 % при обводненности продукции 85 %, накопленная компенсация отбора закачкой - 138 %.

При разработке низкопроницаемого коллектора объекта БП14 применяется технология гидроразрыва пласта (ГРП) во всем фонде добывающих и нагнетательных сква-

жин. В последние два десятка лет операция ГРП является частью заканчивания скважины после бурения.

Установлено [6-8], что при формировании систем заводнения на низкопроницаемых объектах наблюдается эффект автоГРП - самопроизвольный рост трещин на нагнетательных скважинах при давлении нагнетания жидкости в объект выше давления раскрытия трещины ГРП.

Как показывает опыт разработки низкопроницаемых коллекторов, незапланированный рост трещин на нагнетательных скважинах вызывает преждевременное обводнение добывающих скважин, снижается коэффициент охвата заводнением (вода бесполезно циркулирует по промытым зонам, а в

пласте остаются целики нефти), что приводит к недостижению КИН [9].

Рассмотрим фактическую работу скважин объекта БП14 Тарасовского месторождения с реализованной обращённой девяти-точечной системой разработкой на 1 января 2012 г. Было выделено 3 типа добывающих скважин: 1 тип - скважины, расположенные снизу/сверху по отношению к нагнетательным скважинам; 2 тип - добывающие скважины, расположенные слева/справа от нагнетательных; 3 тип - добывающие скважины, расположенные диагонально к нагнетательным.

Анализ зависимости средней обводнённости от накопленной добычи нефти на скважину (рисунок 2) показал, что более быстрыми темпами происходит обводнение добывающих скважин 1 типа.

При среднем отборе нефти 45 тыс. т обводнённость скважин 1 типа чуть менее 90 %, для скважин 2 типа средняя обводнё-

ность 50 % и накопленный отбор нефти на одну скважину 70 тыс. т. Медленнее происходит обводнение скважин 3 типа - обводнённость около 40 % и накопленный отбор нефти на скважину 90 тыс. т.

Более высокую динамику обводнённости скважин 1 типа можно объяснить образованием трещин авто-ГРП в направлении максимального регионального стресса (355°). Оценка полудлины трещины автоГРП, выполненная по данным гидродинамических исследований на нагнетательных скважинах, показала, что диапазон полудлины трещины находится в пределах 150-250 м.

Таким образом, можно утверждать, что в результате образования трещин автоГРП на нагнетательных скважинах происходит сокращение расстояния между добывающими и нагнетательными скважинами в направлении север-юг, наблюдается опережающее обводнение скважин 1 типа.

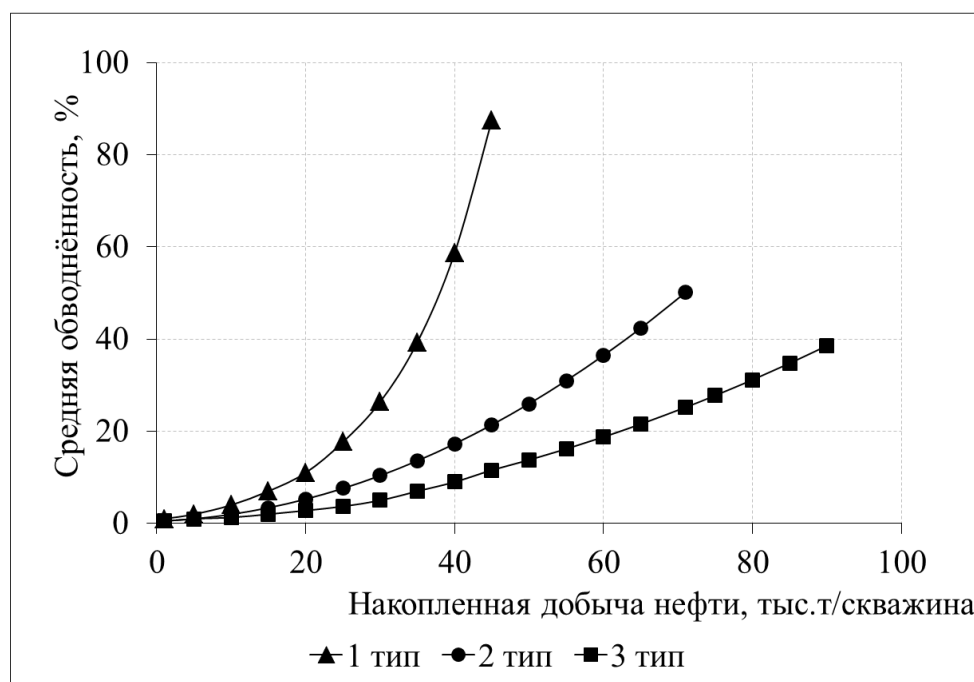


Рисунок 2. Зависимость обводнённости от накопленной добычи нефти на скважину

Figure 2. Dependence of water cut on cumulative oil production per well

С 2012 г. на объекте начала реализовываться программа перевода неработающего и высокообводнённого добывающего фонда 1 типа в нагнетательный с целью перераспределения фильтрационных потоков и увеличения коэффициента охвата.

В течение четырёх лет на рассматриваемом участке (рисунок 3) были переведены четыре добывающие скважины под закачку (скважина № 6 переведена в марте 2012 г., скважина № 15 - август 2012 г., скважина № 17 - декабрь 2012 г., скважина № 8 - сентябрь 2015 г.).

На рисунке 4 представлена ежемесячная динамика технологических показателей (добыча нефти, жидкости и обводнённость) выделенного участка с начала разработки, нормированная на максимальную добычу жидкости. Для чистоты эксперимента анализ проведён только по девяти добывающим скважинам, на которых за период 2013-2022 гг. дополнительных мероприятий (кроме обработки призабойной зоны (ОПЗ) и плановых ремонтов) по идентификации добычи нефти не проводились (скважины №№ 1, 2, 3, 4, 11, 12, 13, 21, 22).

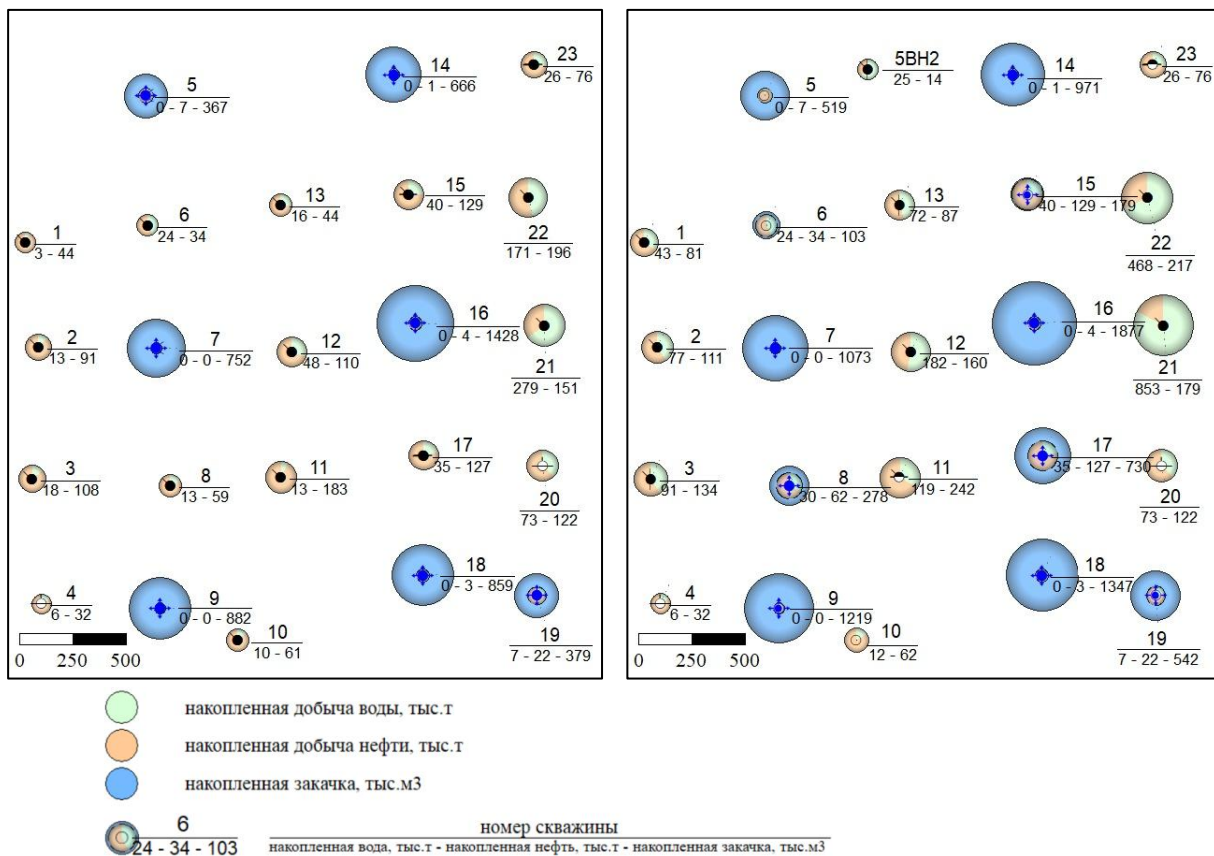


Рисунок 3. Карты накопленных отборов на 01.01.2012 (слева) и на 01.01.2023 (справа)

Figure 3. Maps of accumulated withdrawals as of 01.01.2012 (left) and 01.01.2023 (right)

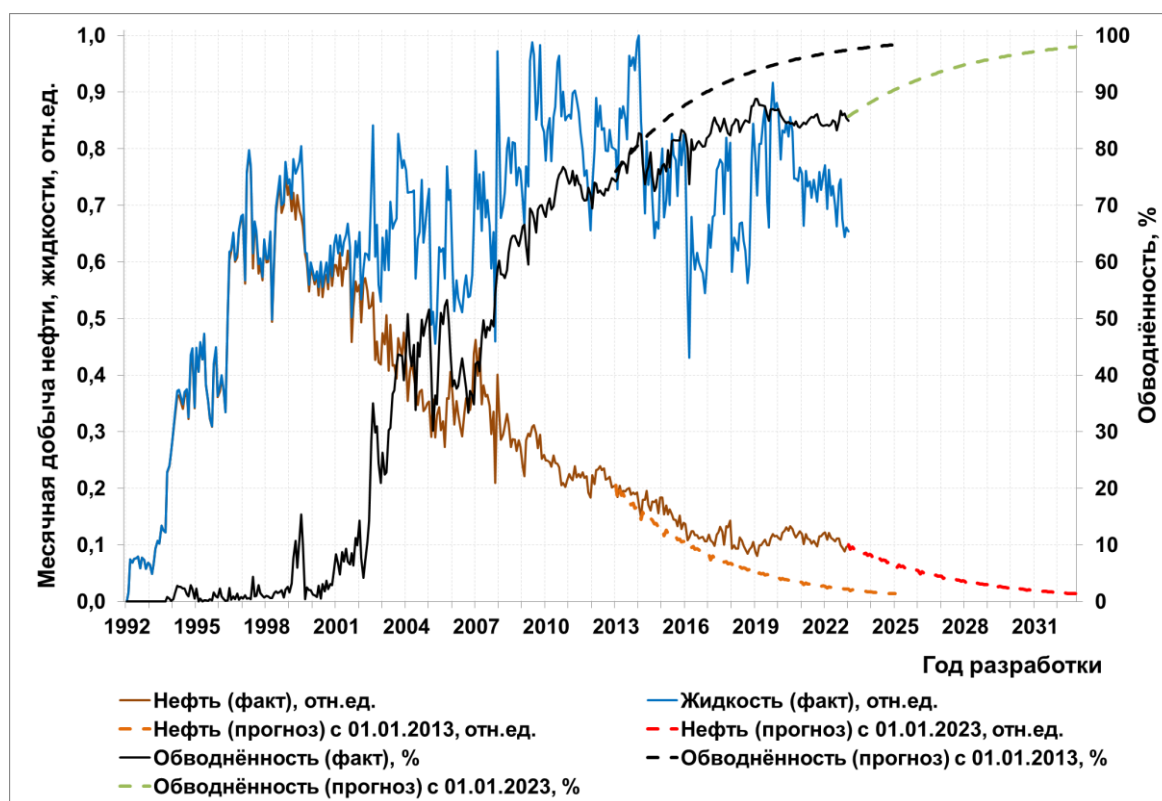


Рисунок 4. Динамика технологических показателей опытного участка

Figure 4. Dynamics of technological indicators of the experimental site

Технологический эффект от изменения системы разработки основан на сравнении базового уровня добычи нефти указанных выше девяти скважин (при условии, если бы трансформация не проводилась) и фактической добычи нефти этих скважин.

Эффект оценивался двумя методами: 1) на основании широко применяемого на практике прогноза добычи нефти с использованием линейной зависимости (характеристики вытеснения) $\ln(BHФ)$ от накопленной добычи нефти для стабильно работающего фонда добывающих скважин [10]; 2) на гидродинамической модели. Точкой отсчёта прогноза базовой добычи взят январь 2013 г. Расчёты и фактическая реализация на 01.01.2023 показали, что в результате трансформации системы разработки накопленная

добыча нефти на рассматриваемом участке увеличится на 20 %.

Как видно из рисунка 4, особенностью изменения динамики технологических показателей после начала реализации проекта является наблюдаемое в 2014 г. снижение обводнённости с 79 % до 68 %. Данный эффект обусловлен перераспределением фильтрационных потоков и вводе в разработку слабодренлируемых и ранее невовлечённых в разработку целиков нефти. Изменения добычи жидкости в 2016-2022 гг. связаны с оптимизацией закачки. При снижении закачки наблюдается снижение добычи жидкости с увеличением темпа падения добычи нефти, при увеличении закачки добыча жидкости увеличивается, темп падения добычи нефти снижается. Таким образом, можно говорить,

что в результате трансформации удалось сформировать эффективную однорядную систему разработки, позволяющую регулировать динамику добычи жидкости путём изменения технологического режима работы нагнетательных скважин.

Выводы

1) Перевод части добывающих скважин под нагнетание в сформированной обращённой девятиточечной системе разработки позволяет трансформировать систему в однорядную.

2) С целью максимального использования эффекта автоГРП на нагнетательных скважинах перевод добывающих скважин под нагнетание необходимо осуществлять с учётом направления регионального стресса.

3) Анализ десятилетней работы первоочередного участка реализации проекта показал, что трансформация системы позволила снизить текущую обводнённость продукции, сократить объём добычи жидкости и увеличить прогнозную накопленную добычу нефти на 20 %.

Список источников

1. Материалы выездной сессии научного совета по проблемам разработки нефтяных месторождений. Регулирование процессов эксплуатации нефтяных залежей. М.: Наука, 1976. 245 с.
2. Максимовский И.В., Ямалетдинов А.Ф., Акимов А.Г., Жилина М.А. Оптимизация заводнения в условиях техногенной и естественной трещиноватости коллектора // SPE-181991-RU. 2016.
3. Шахвердиев А.Х., Шестопалов Ю.В., Мандрик И.Э., Арефьев С.В. Альтернативная концепция мониторинга и оптимизации заводнения нефтяных пластов в условиях неустойчивости фронта вытеснения // Нефтяное хозяйство. 2019. № 12. С. 118-123. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-12-118-123. EDN: VNXUER.
4. Иванов В.С. Обоснование трансформации системы разработки объекта БП Усть-Харампурского месторождения с учетом напряженно-деформационных свойств горных пород // Вестник магистратуры. 2019. № 4-2 (91). С. 29-31. EDN: HDCHJF.
5. Иванов В.С. Анализ прироста добычи нефти при трансформации системы разработки объекта БП Усть-Харампурского месторождения // Вестник магистратуры. 2019. № 4-2 (91). С. 32-37. EDN: QBCNXV.
6. Мальцев В.В., Асмандияров Р.Н., Байков В.А., Усманов Т.С., Давлетбаев А.Я. Исследование развития трещин автоГРП на опытном участке Приобского месторождения с линейной системой разработки // Нефтяное хозяйство. 2012. № 5. С. 70-73. EDN: OYFUFV.
7. Байков В.А., Бураков И.М., Латыпов И.Д., Яковлев А.А., Асмандияров Р.Н. Контроль развития техногенных трещин автоГРП при поддержании пластового давления на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. 2012. № 11. С. 30-33. EDN: PIKZQF.
8. Давлетова А.Р., Федоров А.И., Щутский Г.А. Анализ риска самопроизвольного роста трещины

References

1. *Materialy vyezdnoi sessii nauchnogo soveta po problemam razrabotki neftyanykh mestorozhdenii. Regulirovanie protsessov ekspluatatsii neftyanykh zalezhei* [Materials of the Visiting Session of the Scientific Council on the Problems of Developing Oil Fields. Regulation of the Processes of Exploitation of Oil Deposits]. Moscow, Nauka Publ., 1976. 245 p. [in Russian].
2. Maksimovskii I.V., Yamaletdinov A.F., Akimov A.G., Zhilina M.A. *Optimizatsiya zavodneniya v usloviyakh tekhnogennoi i estestvennoi treshchinovatosti kollektora* [Optimization of Waterflooding in Conditions of Technogenic and Natural Reservoir Fracturing]. SPE-181991-RU, 2016. [in Russian].
3. Shakhverdiev A.Kh., Shestopalov Yu.V., Mandrik I.E., Arefev S.V. *Alternativnaya kontseptsiya monitoringa i optimizatsii zavodneniya neftyanykh plastov v usloviyakh neustoiichivosti fronta vytesneniya* [Alternative Concept of Monitoring and Optimization Water Flooding of Oil Reservoirs in the Conditions of Instability of the Displacement Front]. *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2019, No. 12, pp. 118-123. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-12-118-123. EDN: VNXUER. [in Russian].
4. Ivanov V.S. *Obosnovanie transformatsii sistemy razrabotki ob"ekta BP Ust'-Kharampurskogo mestorozhdeniya s uchetom napryazhenno-deformatsionnykh svoistv gornyykh porod* [Substantiation of the Transformation of the Development System of the BP Facility of the Ust-Kharampurskoye Field, Taking into Account the Stress-Strain Properties of Rocks]. *Vestnik magistratury - Bulletin of the Magistracy*, 2019, No. 4-2 (91), pp. 29-31. EDN: HDCHJF. [in Russian].
5. Ivanov V.S. *Analiz prirosta dobychi nefti pri transformatsii sistemy razrabotki ob"ekta BP Ust'-Kharampurskogo mestorozhdeniya* [Analysis of the Increase in Oil Production During the Transformation of the Development System of the BP Facility of the

гидроразрыва пласта в вертикальном направлении // Нефтяное хозяйство. 2019. № 6. С. 50-53. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-6-50-53. EDN: ZBGDJA.

9. Усманов Т.С., Гусманов А.А. и др. Дополнение к технологической схеме разработки Приобского месторождения: проектно-технологический документ. Уфа, 2005. 765 с.

10. Уолкотт Д. Разработка и управление месторождениями при заводнении. М.: Юкос-Schlumberger, 2001. 144 с.

Ust-Kharampurskoye Field]. *Vestnik magistratury - Bulletin of the Magistracy*, 2019, No. 4-2 (91), pp. 32-37. EDN: QBCNXV. [in Russian].

6. Maltsev V.V., Asmandiyarov R.N., Baikov V.A., Usmanov T.S., Davletbaev A.Ya. Issledovanie razvitiya treshchin avtoGRP na opytном uchastke Priobskogo mestorozhdeniya s lineinoi sistemoi razrabotki [Testing of Auto Hydraulic-Fracturing Growth of the Linear Oilfield Development System of Priobskoye Oil Field]. *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2012, No. 5, pp. 70-73. EDN: OYFUFV. [in Russian].

7. Baikov V.A., Burakov I.M., Latypov I.D., Yakovlev A.A., Asmandiyarov R.N. Kontrol' razvitiya tekhnogennykh treshchin avtoGRP pri podderzhanii plastovogo davleniya na mestorozhdeniyakh ООО «РН-Юганскнефтегаз» [Waterflood Induced Hydraulic Fracturing Control Under Reservoir Pressure Maintenance Conditions on RN-Yuganskneftegas Oilfields]. *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2012, No. 11, pp. 30-33. EDN: PIKZQF. [in Russian].

8. Davletova A.R., Fedorov A.I., Shchutskii G.A. Analiz riska samoproizvol'nogo rosta treshchin gidrorazryva plasta v vertikal'nom napravlenii [Risk Analysis of Self-Induced Hydraulic Fracture Growth in Vertical Plane]. *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2019, No. 6, pp. 50-53. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-6-50-53. EDN: ZBGDJA. [in Russian].

9. Usmanov T.S., Gusmanov A.A. *Dopolnenie k tekhnologicheskoi skheme razrabotki Priobskogo mestorozhdeniya: proektno-tekhnologicheskii dokument* [Addition to the Technological Scheme for the Development of the Priobskoye Field: Design and Technological Document]. Ufa, 2005. 765 p. [in Russian].

10. Uolkott D. *Razrabotka i upravlenie mestorozhdeniyami pri zavodnenii* [Development and Management of Fields During Waterflooding]. Moscow, Yukos-Schlumberger Publ., 2001. 144 p. [in Russian].

Информация об авторах

• Гайнетдинов Рамиль Халитович, кандидат физико-математических наук
ООО «РН-БашНИПИнефть»
(ОГ ПАО «НК «Роснефть»)
Начальник отдела проектирования разработки месторождений
Россия, 450006, Уфа, ул. Ленина, 86/1
e-mail: GainetdinovRKh@bnipi.rosneft.ru

• Нигматуллин Фанис Наилевич
ООО «РН-БашНИПИнефть»
(ОГ ПАО «НК «Роснефть»)
Начальник управления по разработке нефтегазовых месторождений
Россия, 450006, Уфа, ул. Ленина, 86/1
e-mail: NigmatullinFN@bnipi.rosneft.ru

Information about the authors

• Gaynetdinov Ramil Kh., Candidate of Physical and Mathematical Sciences
RN-BashNIPIneft LLC
(Company of Rosneft Group)
Head of Field Development Design Department
86/1, Lenin str., Ufa, 450006, Russia
e-mail: GainetdinovRKh@bnipi.rosneft.ru

• Nigmatullin Fanis N.
RN-BashNIPIneft LLC
(Company of Rosneft Group)
Head of Oil and Gas Field Development Directorate
86/1, Lenin str., Ufa, 450006, Russia
e-mail: NigmatullinFN@bnipi.rosneft.ru

• Якупов Рустем Шаухатович
ООО «РН-БашНИПИнефть»
(ОГ ПАО «НК «Роснефть»)
Руководитель сектора проектирования
разработки месторождений
Россия, 450006, Уфа, ул. Ленина, 86/1
e-mail: YakupovRS@bnipi.rosneft.ru

• Yakupov Rustem Sh.
RN-BashNIPIneft LLC
(Company of Rosneft Group)
Head of Field Development Design Sector
86/1, Lenin str., Ufa, 450006, Russia
e-mail: YakupovRS@bnipi.rosneft.ru

• Шафтельский Владимир Геннадьевич
ООО «РН-Пурнефтегаз»
Начальник управления разработки
месторождений
Россия, 629830, Тюменская обл., ЯНАО,
Губкинский, мкр-н 10, д.3
e-mail: VGShaftelskiy@png.rosneft.ru

• Shaftelskiy Vladimir G.
RN-Purneftegas LLC
Head of Field Development Directorate
3, District 10, Gubkinky, YANAO, Tyumen Region,
629830, Russia
e-mail: VGShaftelskiy@png.rosneft.ru

Статья поступила в редакцию 21.03.2023; одобрена после рецензирования 30.03.2023; принята к публикации 03.04.2023.

The article was submitted 21.03.2023; approved after reviewing 30.03.2023; accepted for publication 03.04.2023.