

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.267-276>

EDN ILXXFI

УДК 622.276

## Определение оптимального времени ввода нагнетательных скважин при барьерном заводнении

<sup>1</sup>Штин Н.А., Камаев Г.К., <sup>1</sup>Шишкин Е.С.

<sup>1</sup>ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр»

## Determination of the optimal time for the introduction of injection wells in barrier flooding

<sup>1</sup>N.A. Shtin, G.K. Kamaev, <sup>1</sup>E.S. Shishkin

<sup>1</sup>Izhevsk Petroleum Research Center CJSC

**E-mail:** [NAShtin@udn.rosneft.ru](mailto:NAShtin@udn.rosneft.ru)

**Аннотация.** Статья описывает основные факторы, влияющие на низкую эффективность барьерного заводнения: поздний срок реализации, низкие объемы закачки, большое расстояние между добывающими и нагнетательными скважинами, обход газом создаваемого барьера.

Подробно рассмотрено влияние задержки в реализации барьерного заводнения на прорывы газа. Добывающие скважины вводятся на несколько месяцев раньше нагнетательных, за это время газ, в силу своей высокой подвижности успевает прорваться к забоям и приводит к снижению дебитов нефти. На примере реального месторождения показано, как такие скважины можно «реанимировать» продолжительной закачкой воды и созданием водного барьера.

В работе детально рассмотрена технология барьерного заводнения с позиции определения оптимального времени ввода нагнетательных скважин для создания барьера. Оценка времени ввода нагнетательных скважин в элементе барьерного заводнения произведена на серии расчетов на гидродинамической 3D модели верейского объекта Чутырской площади. По результатам расчетов показано, что наиболее эффективными сроками для данного объекта является одновременный запуск добывающих и нагнетательных скважин, либо начало закачки за три месяца до запуска добывающих скважин.

**Ключевые слова:** барьерное заводнение, газовая шапка, прорыв газа, нефтяная оторочка, гидродинамическая модель

**Для цитирования:** Штин Н.А., Камаев Г.К., Шишкин Е.С. Определение оптимального времени ввода нагнетательных скважин при барьерном заводнении//Нефтяная провинция.-2022.-№4(32).-С.267-276. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.267-276>. - EDN ILXXFI

© Штин Н.А., Камаев Г.К., Шишкин Е.С., 2022

**Abstract.** The article describes the main factors affecting the low efficiency of barrier flooding: late implementation, low injection volumes, large distance between production and injection wells, gas bypassing the created barrier. The influence of the delay in the implementation of barrier flooding on gas breakthroughs is considered in detail. Production wells are commissioned several months earlier than injection wells, during which time the gas, due to its high mobility, has time to break through to the bottomholes and leads to a decrease in oil production rates. On the example of a real field, it is shown how such wells can be "reanimated" by continuous water injection and the creation of a water barrier. The paper considers in detail the technology of barrier flooding from the standpoint of determining the optimal time for the introduction of injection wells to create a barrier. Estimation of the injection wells commissioning time in the barrier waterflooding element was made on a series of calculations on a hydrodynamic 3D model of the Verey object in the Chutyrskaya area. According to the results of calculations, it is shown that the most effective time for this object is the simultaneous launch of production and injection wells, or the start of injection three months before the start of production wells.

**Key words:** *barrier flooding, gas cap, gas breakthrough, oil rim, hydrodynamic model*

**For citation:** N.A. Shtin, G.K. Kamaev, E.S. Shishkin *Opredelenie optimal'nogo vremeni vvoda nagnatatel'nyh skvazhin pri bar'ernom zavodnenii* [Determination of the optimal time for the introduction of injection wells in barrier flooding]. *Neftyanaya Provintsiya*, No. 4(32), 2022. pp. 267-276. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.267-276>. EDN ILXXFI (in Russian)

Как показывает практика последних лет, для вовлечения в активную добычу запасов нефти с усложняющимися факторами, которые приходят на смену давно открытым залежам с простым строением, требуется комплексное решение с точки зрения разработки. К примеру, запасы нефти, сосредоточенные в оторочках, представляют все больший интерес для добывающих компаний. Основная сложность таких залежей, как правило, заключается в малой ширине нефтяной оторочки (100-500 м.), что обуславливает высокий риск прорыва газа к добывающим скважинам, и соответственно неопределенности с принятием решений по расположению проектных скважин. Неоднородность геолого-физического строения залежей вызывает дополнительные затруднения, влияющие на принятие решений стратегии разработки. По накопленному опыту эксплуатации нефтяных оторочек, коэффициент извлечения нефти (КИН) в таких объектах разработки, как правило, составляет около 0,1 д.ед. [1]. Использование класси-

ческих схем размещения скважин, без учета влияния газовой шапки значительно повышает риски преждевременного прорыва газа к добывающим скважинам. Применение методики барьерного заводнения, для создания препятствия продвижению газа на границе газонефтяного контакта (ГНК) доказывает свою эффективность для залежей подобного типа. Одним из примеров использования барьерного заводнения является залежь АВ1-5 Самотлорского месторождения [2]. Барьерное заводнение активно применялось для блокирования газа в узких газонефтяных зонах (0,5-4,5 км) пластов АВ1(1-2) и АВ1(3)-АВ2-3. Организация барьерного заводнения совместно с мощной площадной системой позволила повысить эффективность разработки газонефтяной зоны пласта [3].

Основная суть методики барьерного заводнения состоит в создании ряда нагнетательных скважин в подгазовой зоне пласта, обеспечивающих закачку воды, создающей барьер для продвижения газа в зонах с пониженным давлением [4]. Нагнетательные скважины кроме блокирования газа, поддерживают пластовое давление в ближайшем ряду добывающих скважин и обеспечивают дополнительные приросты добычи нефти и жидкости. Для усиления эффективности барьерного заводнения помимо применения воды, в качестве агента воздействия, возможно применение полимерных экранов (закачка растворов полимеров низкой концентрации). Однако, подобные методы более сложные с экономической и технологической точки зрения, поскольку зачастую сложно добиться, чтобы агенты распространялись строго вдоль ГНК и не вызывали кольматации прискважинной зоны скважин [5].

Для верейского объекта Чутырско-Киенгопского месторождения, одного из самых крупных месторождений ОАО «Удмуртнефть», вопрос разработки сложной по строению нефтяной оторочки верейского объекта стоял еще с самого начала его пробной эксплуатации. Объект относится к карбонатным отложениям, характеризуется небольшими толщинами пла-

стов (от 1 до 4 м), сложным распределением ФЕС, наличием естественной трещиноватости и повышенной вязкостью нефти (12,9 мПа·с). Кроме того, растворенный газ и газ газовой шапки является некондиционным, ввиду высокого содержания азота (71-83 %) и его прорывы к забоям добывающих скважин являются критическими с точки зрения эксплуатации. [6] С самого начала разработки месторождения объект разрабатывался единичными скважинами, расположенными на большом удалении от ГНК. Первые элементы реализации барьерного заводнения характеризовались опаздывающей организацией закачки в начальный период времени. Из-за особенностей инфраструктуры барьерные скважины вводились ограниченно, либо уже по факту прорыва газа. В последующем, предусматривалось целенаправленное бурение скважин по проектной сетке вдоль контура ГНК с переводом первого ряда скважин под нагнетание после отработки на нефть. На данный момент на объекте сформирована равномерная треугольная сетка 450x450 м, в сочетании с барьерным и приконтурным заводнением.

По итогам анализа эффективности реализации барьерного заводнения на верейском объекте Чутырско-Киенгопского месторождения можно выделить основные причины прорывов газа:

- 1) поздний срок реализации барьерного заводнения в элементе разработки;
- 2) низкие объемы закачки вытесняющего агента;
- 3) отсутствие влияния закачки на добывающую скважину по причине большого расстояния между ними или слабой связности коллектора;
- 4) обход газом барьера, по причине большого расстояния между соседними нагнетательными скважинами.

Задержка реализации барьерного заводнения или его полное отсутствие является одной из основных причин, влияющих на прорыв газа. На рис. 1 показан пример прорыва газа на скважине, вызванного поздним

вводом барьерной нагнетательной скважины. После запуска добывающей скважины 3360, нагнетательная скважина 3351 запустилась лишь через 7 месяцев. К этому времени уже произошел прорыв газа к скважине 3360 (Рис. 2). Только через 17 месяцев после остановки, скважина вновь была запущена в работу, когда удалось создать барьер, посредством закачки воды на скважине 3351. Длительные простои скважин при прорыве газа, из-за затрат времени на создание барьера и «оттеснение» газа ощутимым образом сказывается на общей добыче по участку.

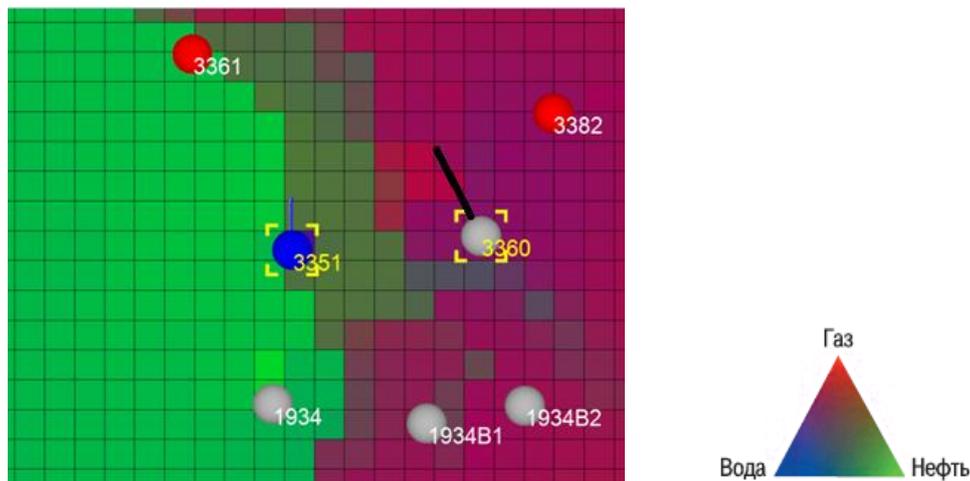


Рис. 1. Карта с расположением участка скважин 3351 и 3360

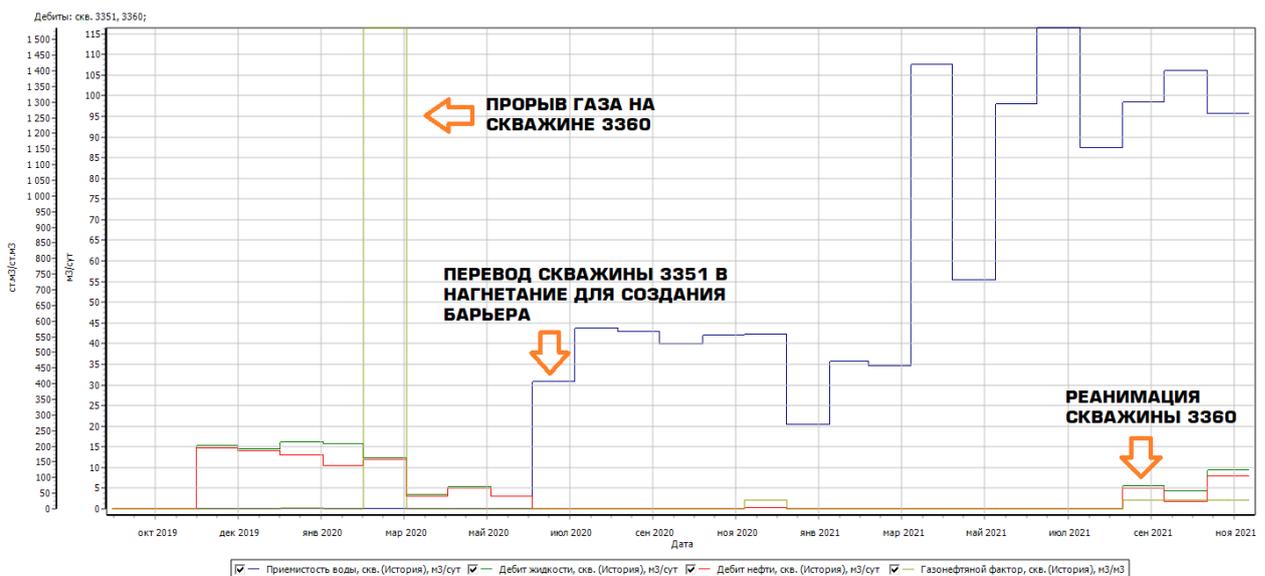
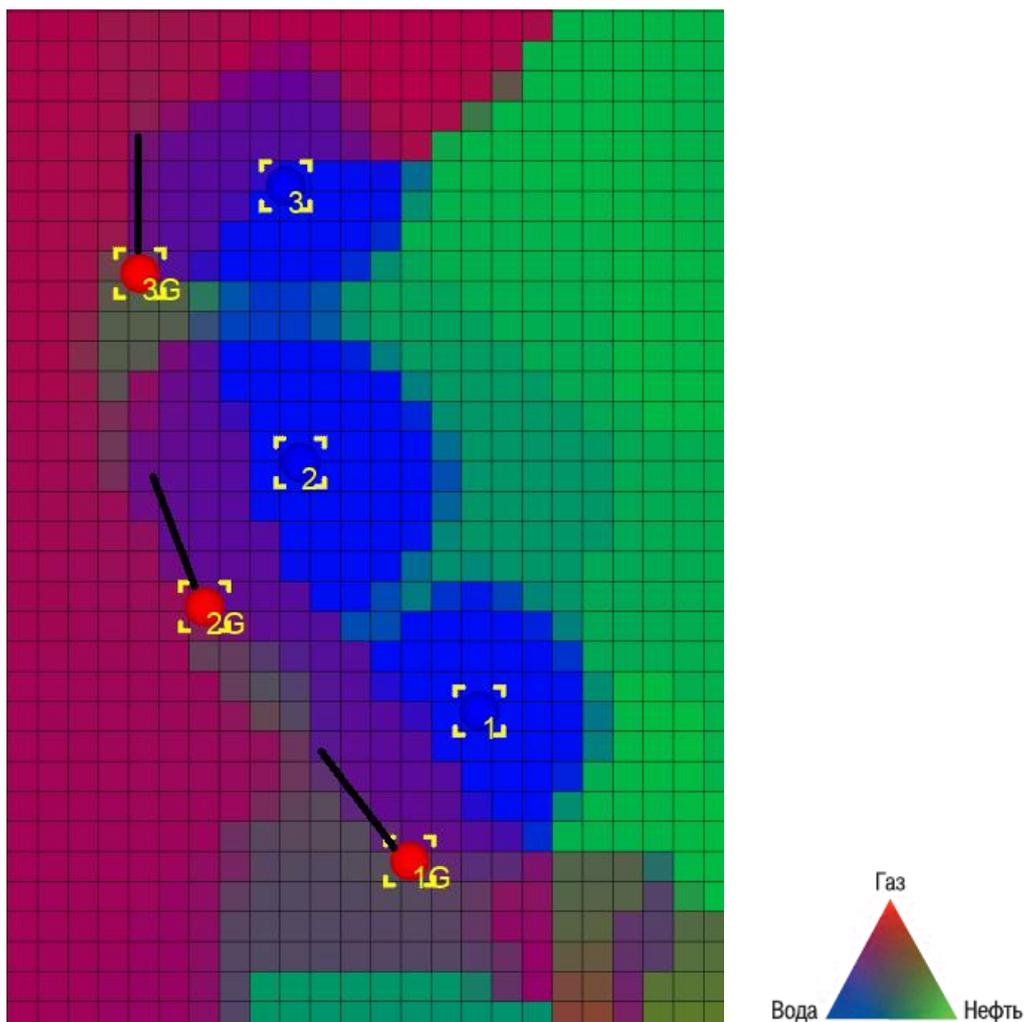


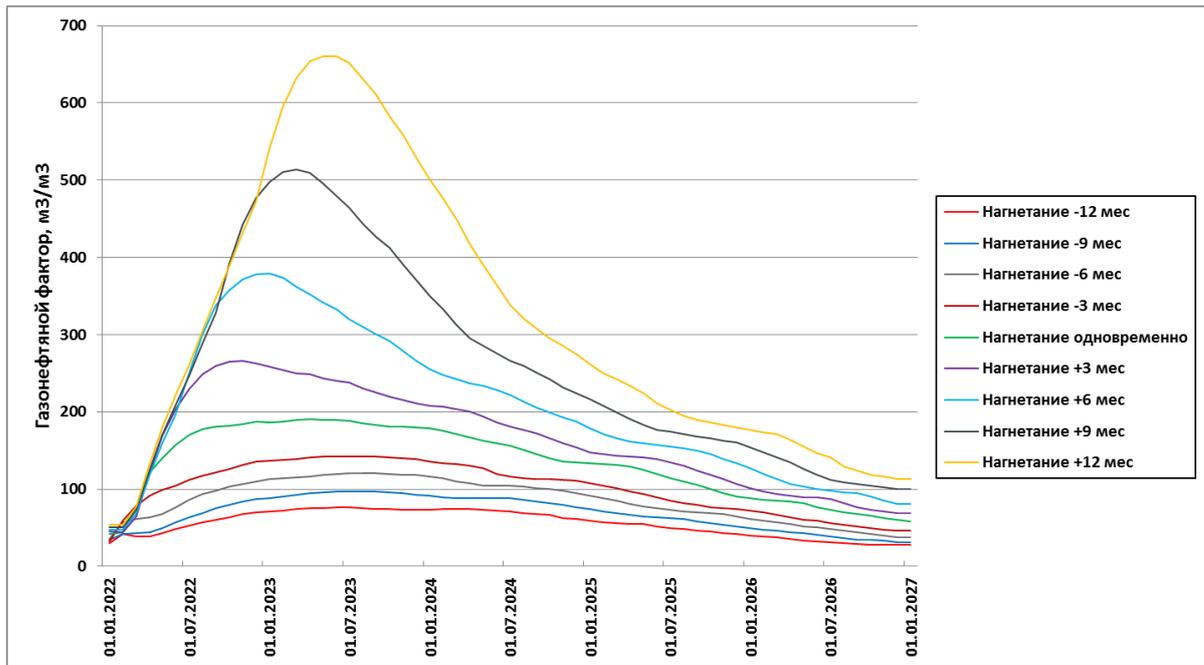
Рис. 2. График работы скважин 3360 и 3351.

Для оценки оптимального времени ввода нагнетательных скважин в

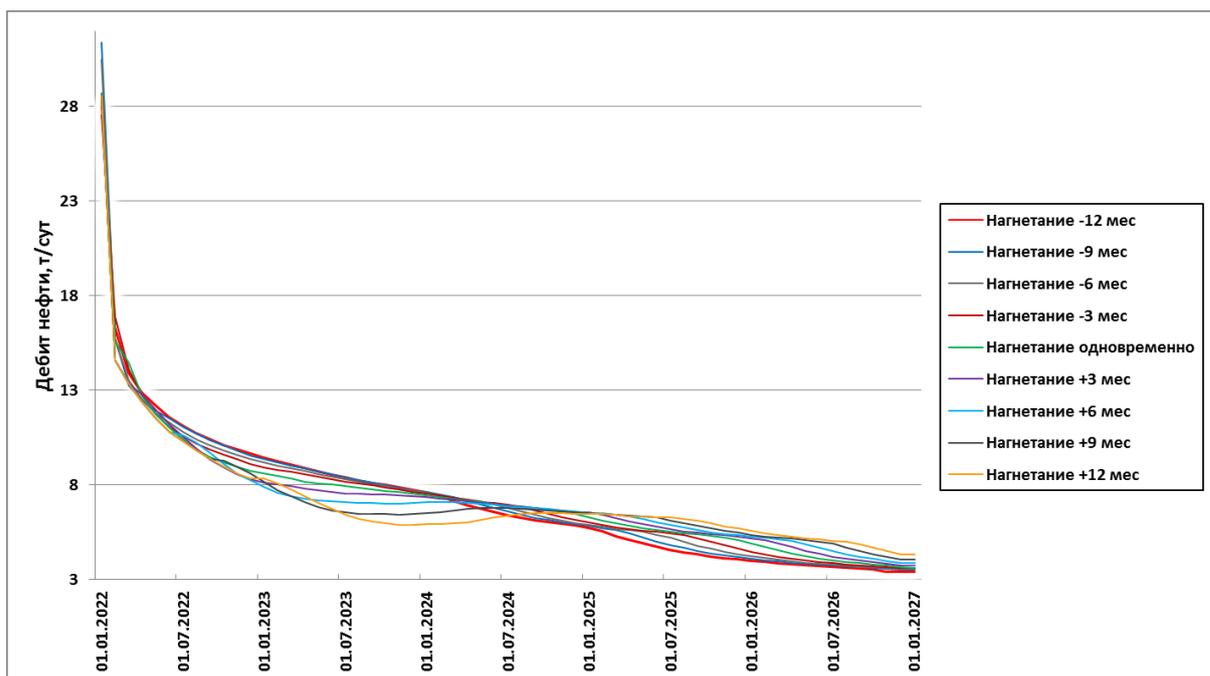
элементе барьерного заводнения, была проведена серия расчетов на трехмерной гидродинамической модели верейского объекта Чутырского месторождения. Скважины располагались по однорядной системе для участков нефтяной оторочки менее 1 км, примыкающей к ГНК с длиной горизонтальной части ствола 300 м. Расстоянием между добывающими скважинами в ряду 450 м и расположением добывающей скважины в центральной части оторочки, а нагнетательной на ГНК (Рис. 3). В расчетах оценивалось влияние времени ввода нагнетательных скважин на уровни добычи нефти, а также экономические показатели, с учетом поведения газового фактора во времени. Газовый фактор (Рис. 4) и дебит нефти (Рис. 5) рассчитывались как средневзвешенные значения по трем добывающим горизонтальным скважинам.



*Рис. 3. Карта с расположением участка расчета*



**Рис. 4. Поведение газонефтяного фактора в зависимости от времени ввода нагнетательной скважины относительно добывающей**



**Рис. 5. Дебит нефти в зависимости от времени ввода нагнетательной скважины относительно добывающей**

Для оценки прорыва газа к добывающим скважинам в расчетах задавалось усредненное значение газонефтяного фактора, потенциально опасного для прорыва  $300 - 400 \text{ м}^3/\text{м}^3$ . (по результатам статистической обработки замеров дебита газа при прорывах). По результатам расчетов, с точки

зрения экономики наиболее оптимальным вариантом получился ввод нагнетательных скважин одновременно, либо за 3 месяца до начала ввода добывающих (Таблица). Варианты расчета с более поздним запуском нагнетательных скважин приводят к раннему выбытию добывающих скважин из-за прорыва газа, вызванного поздним созданием барьера. Более ранний запуск нагнетательных скважин связан с рисками больших затрат и влиянием чрезмерной перекачки района нагнетания.

Таблица

*Экономическая эффективность по вариантам расчета*

Срок перевода под нагнетание, мес.	-12	-9	-6	-3	0	+3	+6	+9	+12
NPV по участку, млн. руб.	10,9	11,6	12,8	14	13,2	10,6	8,9	-4,1	-24

### Выводы

1. Для создания полноценного барьера, необходим ряд нагнетательных скважин с созданием эффективной преграды от возможных прорывов газа.
2. Эффективность барьерного заводнения зависит от многих факторов, при этом одним из основных является - срок ввода нагнетательных скважин для создания барьера.
3. Наиболее эффективными сроками организации барьера для условий верейского объекта Чутырско-Киенгопского месторождения является одновременный запуск добывающих и нагнетательных скважин, либо начало закачки за три месяца до запуска добывающих скважин.

### Список литературы

1. Современные методы и системы разработки газонефтяных залежей / В.Е. Гавура, В.В. Исайчев, А.К. Курбанов (и др.). – М.: ВНИИОЭНГ, 1994.-346 с.

2. Д.С. Смирнов, О.В. Ланина. Особенности разработки подгазовой зоны и газовой шапки залежи АВ1-5 Самотлорского месторождения.// Экспозиция Нефть Газ. 2018.№7(67). С. 24-27
3. Исследование геолого-технологической модели сложнопостроенного коллектора нефтегазовой залежи Самотлорского месторождения. Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2016. Т.15, №20. С.246–260
4. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. М: Струна, 1998.-628с.
5. Панфилов М.Б. Единая концепция разработки сложнопостроенных нефтегазовых месторождений. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ИРЦ Газпром. 1994.-96 с.
6. Топал А.Ю., Фирсов В.В., Зорин А.М., Цепелев В.П., Усманов Т.С. Особенности разработки карбонатных пластов месторождений ОАО «Удмуртнефть» с нефтяными оторочками и газовыми шапками с применением барьерного заводнения. // Нефтяное хозяйство. – 2019. -№6. – С. 112-116.

#### References

1. Sovremennye metody i sistemy razrabotki gazonefityanyh zalezhej / V.E. Gavura, V.V. Isajchev, A.K. Kurbanov (i dr.). – М.: VNIIOENG, 1994.-346 s.
2. D.S. Smirnov, O.V. Lanina. Osobennosti razrabotki podgazovoj zony i gazovoj shapki zalezhi AV1-5 Samotlorskogo mestorozhdeniya.// Ekspoziciya Neft' Gaz. 2018. №7(67). S. 24-27
3. Issledovanie geologo-tekhnologicheskoy modeli slozhnopostroennogo kollektora neftegazovoj zalezhi Samotlorskogo mestorozhdeniya. Vestnik PNIPU. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo. 2016. T.15, №20. S.246–260
4. Zakirov S.N. Razrabotka gazovyh, gazokondensatnyh i neftegazokondensatnyh mestorozhdenij. M: Struna, 1998.-628s.
5. Panfilov M.B. Edinaya koncepciya razrabotki slozhnopostroennyh neftegazovyh mestorozhdenij. Ser. Razrabotka i ekspluatatsiya gazovyh i gazokondensatnyh mestorozhdenij. – М.: IRC Gazprom. 1994.-96 s.
6. Topal A.YU., Firsov V.V., Zorin A.M., Cepelev V.P., Usmanov T.S. Osobennosti razrabotki karbonatnyh plastov mestorozhdenij ОАО «Udmurtneft'» s neftyanymi otorochkami i gazovymi shapkami s primeneniem bar'ernogo zavodneniya. // Neftyanoe hozjajstvo. – 2019. -№6. – S. 112-116.

### **Сведения об авторах**

*Штин Никита Александрович*, главный специалист, ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр»  
Россия, 426008, Ижевск, ул. Свободы, 175  
E-mail: NASHtin@udn.rosneft.ru

*Камаев Георгий Константинович*, Ижевск  
E-mail: GKКamaev@udn.rosneft.ru

*Шишкин Егор Сергеевич*, ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр»  
Россия, 426008, Ижевск, ул. Свободы, 175  
E-mail: ESShishkin1@udn.rosneft.ru

### **Authors**

*N.A. Shtin*, Chief Specialist, Izhevsk Petroleum Research Center CJSC  
175, Svobody st., Izhevsk, 426008, Russian Federation  
E-mail: NASHtin@udn.rosneft.ru

*G.K. Kamaev*, Izhevsk  
E-mail: GKКamaev@udn.rosneft.ru

*E.S. Shishkin*, Izhevsk Petroleum Research Center CJSC  
175, Svobody st., Izhevsk, 426008, Russian Federation  
E-mail: ESShishkin1@udn.rosneft.ru

*Статья поступила в редакцию 26.09.2022*  
*Принята к публикации 19.12.2022*  
*Опубликована 30.12.2022*