



<https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-6-29-38>  
УДК 622.276



# АНАЛИЗ ПРОБЛЕМЫ ВЫСОКОЙ ОБВОДНЕННОСТИ ДОБЫВАЕМОЙ ПРОДУКЦИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

К.О. ЩЕРБАКОВА

ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе»  
23, ул. Миклухо-Маклая, г. Москва 117997, Россия

## АННОТАЦИЯ

**Введение.** Добыча нефти и газа горизонтальными скважинами, несмотря на все их преимущества, подвержена осложнениям при разработке и эксплуатации. Запасы месторождений, находящихся на заключительной стадии разработки, со временем переходят в категорию трудноизвлекаемых запасов, эксплуатация нефти и газа зачастую сопряжена с высокой обводненностью добываемой продукции, значительным падением пластового давления, выпадением асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО).

**Цель.** Анализ проблемы раннего обводнения скважин с горизонтальным окончанием и исследование существующих решений на сегодня.

**Материалы и методы.** Исследования зависимости логарифма водонефтяного фактора от накопленной добычи нефти, анализ кривых падения дебита, графическая диагностика развития обводнения.

**Результаты.** Определена прогнозная накопленная добыча путем продолжения линейной зависимости до экономического предела, построен график в полулогарифмических координатах для анализа кривых падения дебита, по форме графика зависимости водонефтяного фактора (ВНФ) от времени в логарифмических координатах определен тип проблемы раннего обводнения скважин.

**Заключение.** Одной из самых значительных проблем в процессе разработки месторождения является высокая обводненность добываемой продукции. По данным на 2020 год, средняя обводненность на основных месторождениях России составляет не менее 85%, а массовое соотношение добытой нефти и попутной воды приближается к значению 1:7.

Перспективным направлением в сфере водоизоляционных работ в горизонтальных скважинах является применение водорастворимых полимеров, так как данная группа технологий показывает эффективность при ограничении водопритока в вертикальных и наклонно-направленных скважинах.

**Ключевые слова:** разработка, эксплуатация, горизонтальный ствол, обводненность

**Конфликт интересов:** автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

**Финансирование:** исследование не имело спонсорской поддержки.

**Для цитирования:** Щербакова К.О. Анализ проблемы высокой обводненности добываемой продукции горизонтальных скважин. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2022;64(6):29—38. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-6-29-38>

Статья поступила в редакцию 15.12.2022

Принята к публикации 30.01.2023

Опубликована 31.01.2023

## THE PROBLEM OF HIGH WATER CUT IN THE PRODUCTS OF HORIZONTAL WELLS

KSENIIA O. SHCHERBAKOVA

*Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting  
23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia*

### ABSTRACT

**Background.** The production of oil and gas by horizontal wells, despite all its advantages, is subject to exploratory and operational complications. At the final stage of their development, such fields become hard-to-recover reserves. Production of oil and gas is often associated with a high water cut, a significant drop in reservoir pressure, and precipitation of asphaltene deposits.

**Aim.** To analyze the problem of early indication of flooding of horizontal wells and do research on existing solutions nowadays.

**Materials and methods.** The dependence of the logarithm of the water-oil ratio on the cumulative oil production was investigated. An analysis of production decline curves was carried out, along with a graphical diagnostics of flooding evolution.

**Results.** The anticipated cumulative production of a well was determined by continuing the linear dependence to its economic limit. A graph was plotted in semi-logarithmic coordinates for the analysis of production decline curves. According to the dependence of the water-oil ratio versus time, the type of early well flooding was determined in logarithmic coordinates.

**Conclusion.** One of the most significant problems in the development of horizontal wells consists in the high water cut of the obtained products. According to the data for 2020, the average water cut in the main fields of Russia comprises at least 85%, with the mass ratio of produced oil and associated water approaching 1:7. The use of water-soluble polymers for waterproofing of horizontal wells can be considered a promising direction due to their efficiency in limiting water inflow in vertical and directional wells.

**Keywords:** development, operation, horizontal wells, water cut

**Conflict of interest:** the author declares no conflict of interest.

**Financial disclosure:** no financial support was provided for this study.

**For citation:** Shcherbakova K.O. The problem of high water cut in the products of horizontal wells. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2022;64(6):29—38. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-6-29-38>

*Manuscript received 15 December 2022*

*Accepted 30 January 2023*

*Published 31 January 2023*

Количество скважин с горизонтальным окончанием ствола постоянно увеличивается в России и во всем мире. В 70—80-е годы предыдущего столетия эксплуатация месторождений горизонтальными скважинами была редким явлением и служила скорее способом демонстрации инновационных решений техники и технологии. На сегодня бурение скважин с горизонтальным окончанием является производственной необходимостью, о чем свидетельствуют статистические данные. В 2010 году доля горизонтального бурения в эксплуатационном бурении составляла 10%, в 2019-м — 45% [3].

Добыча нефти и газа с помощью горизонтальных стволов обладает рядом преимуществ по сравнению с традиционными вертикальными скважинами. Общими преимуществами являются:

- снижение количества скважин;
- увеличение дебита скважин;
- увеличение коэффициента извлечения нефти;
- снижение капитальных затрат на тонну добываемой нефти.

Средний дебит скважины с горизонтальным окончанием может быть в несколько раз выше дебита вертикальной и наклонно-направленной скважины, а значит, горизонтальный ствол может быть

эквивалентен нескольким вертикальным скважинам [5]. С развитием методов строительства скважин стало возможно бурение многоствольных и многозабойных скважин разного профиля. Такие скважины могут иметь дебит, значительно превышающий дебит одиночной горизонтальной скважины.

Вследствие увеличения поверхности фильтрации и зоны дренирования приток нефти и газа происходит более интенсивно, за счет чего увеличиваются дебиты скважин, а также коэффициент охвата разработкой и вытеснения нефти и газа.

С помощью направленного бурения, частью которого является строительство горизонтальных стволов, стало возможным обеспечение бурения под моря, озера и искусственные сооружения, строительство скважин с площадок ограниченных размеров, с морских буровых платформ, обход аварийных зон, глушение фонтанов и разработка крутопадающих залежей.

Однако применение горизонтальных стволов обладает своими недостатками. По условиям экономической эффективности строительству горизонтальных скважин в России удовлетворяют только 42% случаев, в США — 65%. В Российской Федерации 71,5% горизонтальных скважин имеют более высокий дебит нефти по сравнению с вертикальными скважинами [9].

Одним из основных отрицательных аспектов строительства горизонтальных скважин является стоимость их бурения. По данным авторов [9], в России стоимость строительства горизонтальных стволов в 1,2—5 раз превышает стоимость строительства вертикальных скважин (в среднем в 3,2 раза), а в США — в 2 раза. Также увеличивается стоимость метра скважины и объем бурения по отдельной скважине. Во время эксплуатации снижение дебита горизонтальной скважины происходит более интенсивно, чем вертикальной, но накопленная добыча в первом случае зачастую выше.

Следует сказать, что строительство и эксплуатация горизонтальных стволов технически и технологически являются более сложными процессами по сравнению с традиционными вертикальными скважинами. При бурении требуется тщательный контроль траектории и зенитного и азимутально-искривления скважины, имеют место проблемы и осложнения, связанные с выносом разбуренной породы, разобщением продуктивного пласта, ориентированием перфорационного оборудования при проектировании ГРП [7]. При эксплуатации и геофизических исследованиях большое

значение имеют размеры внутрискважинного обводнения. Также следует заметить, что ремонт наклонно-направленных и горизонтальных скважин сопряжен с высокими рисками, осложнениями.

По мнению авторов статьи [7], перспективным направлением бурения горизонтальных стволов является строительство боковых стволов, кустовых, многозабойных и многоствольных скважин. Скважина, пробуренная по данным технологиям, может заменить несколько наклонно-направленных скважин при меньших затратах на строительство.

### Обводненность добываемой продукции

За 2019 год на добычу, подготовку и очистку нефти было потрачено около 146 млрд кВт, что составляет 13,3% из 1096,43 млрд кВт произведенной в РФ электроэнергии [9]. Такое высокое значение потребления электроэнергии во время добычи нефти в России связано с высокой обводненностью добываемой продукции и огромными объемами закачиваемой воды обратно в нефтяные пласты как для ППД, так и с целью ее утилизации (захоронения), а также с несовершенством технологических процессов по добыче нефти.

На сегодня ведется активный поиск эффективного решения проблемы обводнения добываемой продукции, которое заключается в предотвращении и ограничении притока воды (ОВП) в нефтенасыщенные горизонты и призабойную зону скважины. Существует множество способов ограничения водопитока и проведения ремонтно-изоляционных работ (РИР), и с каждым годом их количество растет.

В большинстве случаев конечная эффективность РИР определяется грамотным выбором технологии и правильной разработкой дизайна при проведении работ по ограничению водопитока. Выбор должен основываться в первую очередь на анализе геолого-технических условий и причин обводнения скважины.

Автором статьи [12] было сформулировано 10 причин образования избыточных водопитоков:

1. Негерметичность обсадной колонны.
2. Заколонные перетоки.
3. Движение водонефтяного контакта.
4. Конусообразование.
5. Поступление воды из обводненного пропластка без внутрислоевых перетоков.
6. Поступление воды из обводненного пропластка с внутрислоевыми перетоками.
7. Высокая трещиноватость и наличие разломов, связывающих добывающие и нагнетательные скважины.

8. Высокая трещиноватость и наличие разломов, связывающих нефтенасыщенные и водонасыщенные пласты.

9. Низкий коэффициент охвата по площади.

10. Наличие пласта, стратифицированного по насыщенности гравитационным разделением флюидов.

Нарушение герметичности скважинного оборудования может служить причиной попадания воды в добывающую скважину из других водонасыщенных горизонтов/пропластков (рис. 1а). В данном случае большое значение имеет конструкция скважины. В зависимости от простоты конструкции выбираются метод диагностики водопритоков и меры ограничения избыточной воды. При простых конструкциях определение проблемы осуществляется с помощью эксплуатационного каротажа (термометрии, плотнометрии). При сложных компоновках желательным способом является определение внутрискважинным оборудованием объемного содержания фаз и профиля притока. При потере герметичности ствола скважины решением являются дешевые способы механической изоляции, такие как применение пробок, цементных мостов и пакеров.

Низкое качество цементирования может привести к тому, что водоносные пласты оказываются гидродинамически связаны с нефтяными пластами, что приводит к перетокам воды из заколонного пространства в межтрубное (рис. 1б). При выносе песка также возможно попадание воды в скважину вследствие образования пустот в заколонном пространстве. Диагностика воды осуществляется с помощью термометрии и кислородно-активационного каротажа. Изоляция проводится в основном изолирующими составами, например, высокопрочным цементом или смолистыми полимерами в затрубном пространстве либо менее прочными жидкостями на гелевой основе, закачиваемыми

в пласт для остановки притока в затрубное пространство. При данной проблеме особое внимание следует уделить точному размещению реагентов, которое обеспечивается применением гибких труб.

При низкой вертикальной проницаемости и разработке водонапорным режимом имеет место постоянное движение водонефтяного контакта вверх, в зону перфорации скважины, что может привести к нежелательному прорыву воды. В данном случае в вертикальных скважинах изоляция производится путем перекрытия нижних отверстий перфорационного интервала механическими системами, например цементными мостами и пакерами на кабелях.

При относительно высокой вертикальной проницаемости происходит образование водяного конуса (рис. 2а) и языкообразование (рис. 2б). Максимальный дебит, при котором не происходит образование конуса, называется критическим дебитом конусообразования и обычно слишком мал с экономической точки зрения. Одним из способов ограничения воды является закачка слоя геля выше ВНК. Также возможно бурение дополнительных горизонтальных стволов вблизи кровли пласта.

В горизонтальных скважинах способом предотвращения языкообразования может являться проведение изоляции в прискважинной зоне пласта, что, по крайней мере, замедлит процесс образования водяных языков.

При наличии обводненного пропластка без перетоков источником воды является активная законтурная вода или нагнетательная скважина. Данная проблема часто распространена при одновременной эксплуатации нескольких пластов. Прорыв воды происходит по высокопроницаемому пласту к добывающим скважинам. Изоляционные работы представляют собой химическое или механическое перекрытие высокопроницаемых обводненных пластов добывающих и нагнетательных

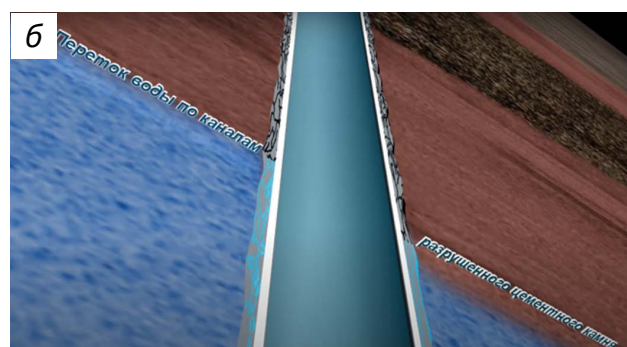
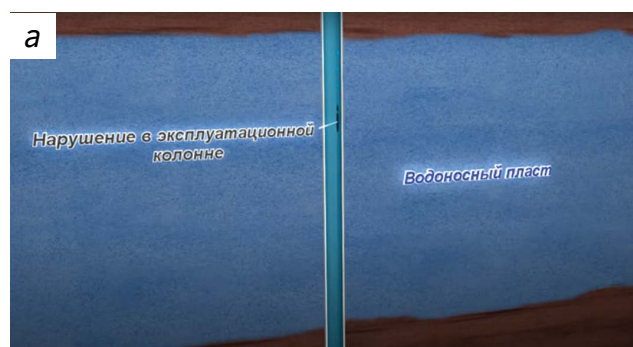


Рис. 1. Негерметичность эксплуатационной колонны (а), наличие заколонных перетоков (б) [12]  
Fig. 1. Leakiness of the production column (a), the presence of backwater flows (b) [12]

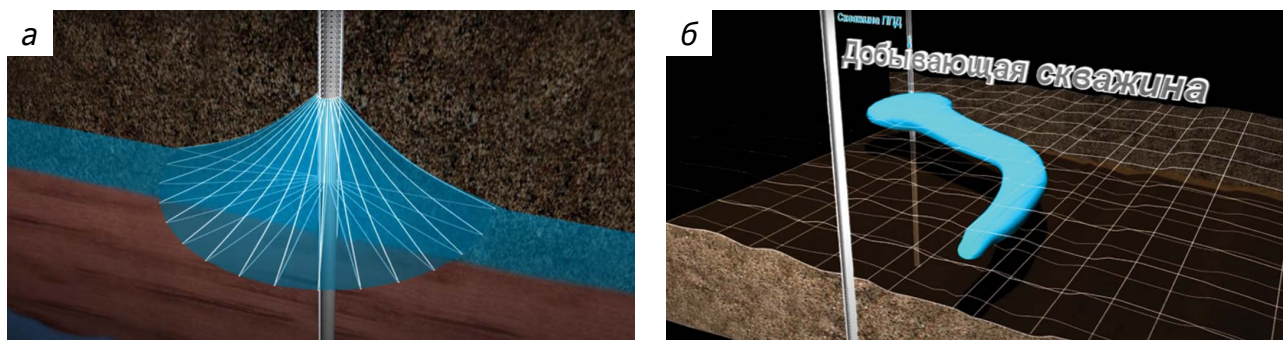


Рис. 2. Конусообразование (а), языкообразование (б) [12]

Fig. 2. Cone formation (a), tongue formation (б) [12]

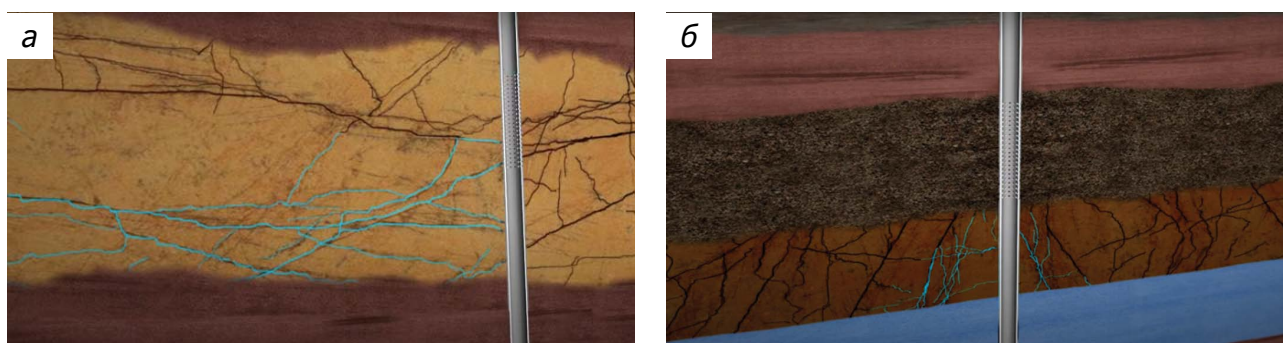


Рис. 3. Трещиноватость или высокопроницаемые каналы между добывающей и нагнетательной скважинами (а), трещиноватость или высокопроницаемые каналы между нефтенасыщенными и водонасыщенными пластами (б) [12]

Fig. 3. Fracturing or highly permeable channels between the producing and injection wells (а), fracturing or highly permeable channels between oil-saturated and water-saturated formations (б) [12]

скважин. Эффективность проведения изоляции в большой степени зависит от правильности подбора подходящей технологии.

При наличии обводненного пропластка с перетоками вода также перемещается по высокопроницаемому пласту, но ситуация осложнена из-за перетоков воды в соседние пласты. Диагностика в данном случае имеет особое значение, так как способы ограничения водопритока для этих двух проблем сильно разнятся. Модификация профиля приемистости и притока в данном случае неэффективна, так как перетоки происходят в удаленных участках пласта. Решением может являться закачка геля в тонкий водонасыщенный пропласток на значительное расстояние. Следует заметить, что данный способ требует осторожного инженерного подхода и грамотного проектирования проведения мероприятий.

При разработке трещиноватых или трещиновато-пористых пластов имеет место прорыв нагнетаемой воды в добывающие скважины через систему разветвленных трещин (рис. 3а).

Трещины могут соединять добывающую и нагнетательную скважины, а также нефтенасыщенные и водонасыщенные пласты. Диагностика данной причины возможна проведением различных трассерных (индикаторных) исследований, а также геофизических работ с применением радиоактивных изотопов. Подобные трещины могут быть обработаны гелевыми составами. Данный вид обработки особенно успешен, когда по трещинам нет притока нефти (рис. 3б).

Следующей причиной является низкий коэффициент охвата при заводнении в силу наличия неоднородности проницаемости по площади. С целью увеличения охвата вытеснением применяются технологии отклонения потока полимерными составами, которые требуют большого объема закачки раствора или продолжительного заводнения системой вода + полимер, а также бурения боковых горизонтальных стволов.

При разработке пласта, стратифицированного по насыщенности гравитационным разделением нефти и воды, существует возможность прорыва

воды к добывающим скважинам. Это обусловлено высокой вертикальной проницаемостью. Зачастую такая проблема сопряжена с формированием водяного конуса. Решением является бурение дополнительных горизонтальных боковых стволов в верхней части залежи для воздействия на не затронутые вытеснением пласты.

#### Диагностика водопритокков

В прошлом ограничение водопритокков или проведение ремонтно-изоляционных работ сводилось к установке цементных стаканов или пробок либо закачке полимерных композиций. Главной причиной последовательных неудач в попытках борьбы с водопритокками являлось недостаточное понимание возникающих проблем и, как результат, применение неправильных решений. Большое значение имеет правильное определение причин обводнения добываемой продукции, а именно диагностика водопритокков.

Достоверные данные по истории добычи обычно содержат достаточно полезной информации для определения проблем обводнения. Помимо известных геофизических и индикаторных исследований существует несколько аналитических способов диагностики избыточных водопритокков. Сущностью данных методов является обработка и анализ зависимостей водонефтяного фактора (ВНФ), динамики добычи, а также данных каротажа.

#### График ВНФ от накопленной добычи (рис. 4)

При исследовании зависимости логарифма водонефтяного фактора от накопленной добычи нефти определим прогнозную накопленную добычу

путем продолжения линейной зависимости до экономического предела. Значение ожидаемой накопленной добычи должно соответствовать извлекаемым запасам либо быть немного меньше их, что будет свидетельствовать о наличии в добываемой продукции приемлемого количества воды. При значительных расхождениях в значениях имеет место наличие избыточной воды, а значит, требуется проведение мероприятий по ограничению водопритокков.

#### График истории добычи (рис. 5)

Изменение во времени дебита по нефти и по воде скважины также позволяет выявить избыточные водопритокки. Зачастую снижение добычи нефти и увеличение добычи воды происходит одновременно. На рисунке 5 видно, что на момент

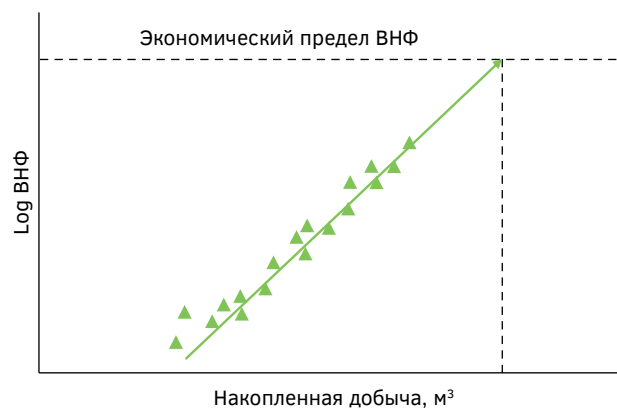


Рис. 4. График зависимости логарифма (log) ВНФ от величины накопленной добычи

Fig. 4. Plot of log WOR versus cumulative production

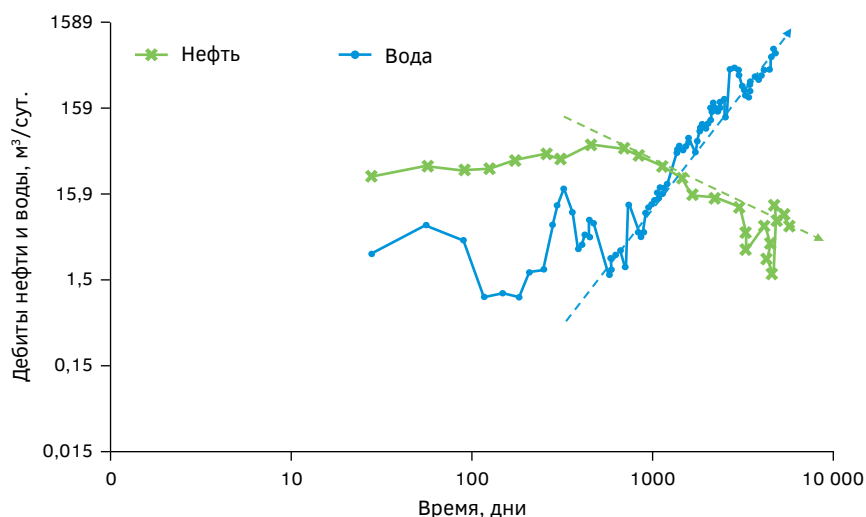


Рис. 5. История добычи нефти и воды с динамикой дебита

Fig. 5. History of the oil and water production dynamics

времени чуть раньше 1000 дней один линейный участок сменяется другим с изменением угла падения прямых, что свидетельствует об изменении соотношения в продукции нефти и воды. Зачастую по такому явному одновременному изменению выделяют скважины-кандидаты для водоизоляционных работ.

#### Анализ кривых падения дебита (рис. 6)

Данный график построен в полулогарифмических координатах. Любое изменение угла наклона дебита по нефти и по воде свидетельствует о поступлении в скважину избыточной воды. Также изменение угла может являться следствием падения давления из-за снижения гидравлической проводимости прискважинной зоны.

#### Графическая диагностика развития обводнения (рис. 7)

По форме графика зависимости ВНФ от времени в логарифмических координатах определяем конкретный тип проблемы раннего обводнения скважин. По мнению В. Bailey и др., существует три вида графиков, каждый из которых соответствует определенному источнику избыточной воды в продукции. Резкое увеличение ВНФ после относительно стабильного режима с постоянной обводненностью свидетельствует о прорыве воды по системе трещин и разломов или о наличии заколонного канала (рис. 7а). Резкий рост от нуля и дальнейший переход на линейный режим возможен в случае прорыва законтурной воды (рис. 7б). Постепенное увеличение ВНФ с участком

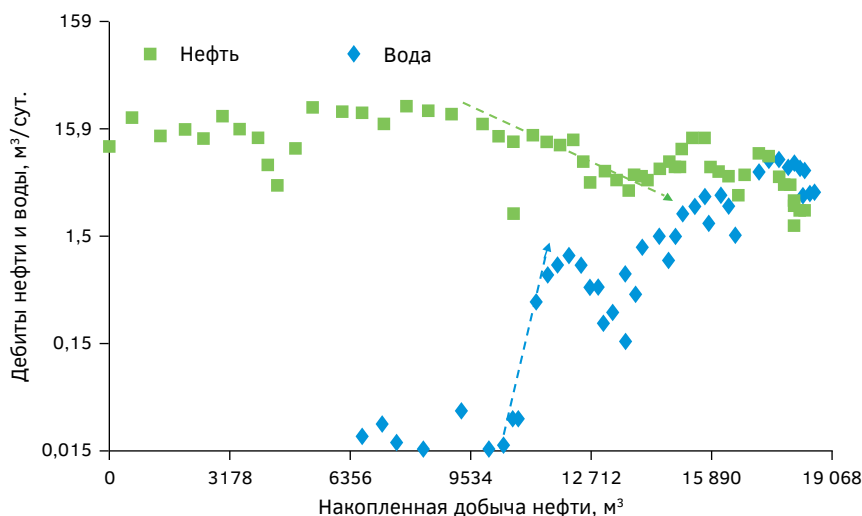


Рис. 6. Кривая падения дебита

Fig. 6. Fall curve of production rate

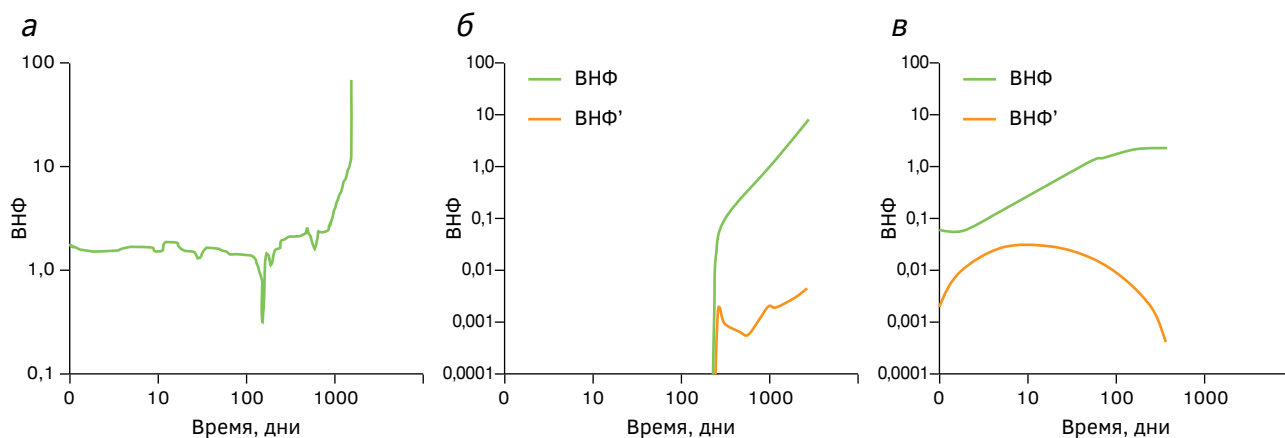


Рис. 7. Прорыв воды по системе трещин (а), прорыв законтурной воды (б), образование водяного конуса или языкообразование (в), ВНФ' — производная графика ВНФ (угол наклона кривой)

Fig. 7. Water breakthrough along the system of cracks (а), breakthrough of edge water (б), formation of a water cone or tongue formation (в), WOR' — derivative of the WOR graph (curve slope angle)

стабилизации характерно для раннего образования конуса. Участок стабилизации можно выделить с помощью вычисления производной водонефтяного фактора ВНФ' (рис. 7в).

#### **Анализ остановок скважин и ограничений их дебитов**

Остановки и ограничение дебитов скважин вызывают колебания значений ВНФ. По анализу данных изменений также можно получить данные о механизмах обводнения скважин. При конусообразовании или наличии трещины амплитуды колебаний будут значительно ниже. При обширной системе трещин или разломов ВНФ будет изменяться гораздо быстрее, следовательно, колебания будут иметь более высокую амплитуду.

Совместное использование промысловых геофизических и индикаторных исследований, а также аналитических способов позволяет заранее спрогнозировать возможный рост обводненности продукции и предпринять своевременные меры по предупреждению прорыва воды к добывающим скважинам.

#### **Ограничения водопритока водорастворимыми полимерами**

Существует огромное количество технологий ограничения избыточной воды в продукции скважин, и с каждым днем их количество увеличивается. Поиск новых материалов и модифицирование состава уже известных является важной задачей для нефтегазовой отрасли. С этой целью в данном пункте рассматриваются современные материалы для ограничения водопритока.

В работе [8] рассматриваются селективные изоляционные составы. Рассматриваются такие водорастворимые полимерные составы, как ГПАН и ОВП-1. ГПАН представляет собой гидролизированный полиакрилонитрил с модифицирующими добавками фруктозы и сульфанола. ОВП-1 — щелочной гидролизат технологических отходов полиакрилонитрильного (ПАН) волокна, модифицированный специальными добавками. При лабораторном тестировании данные реагенты показали достаточно высокое снижение проницаемости: 93,1% (ОВП-1) и 97% (ГПАН). При опытно-промысловых испытаниях данные реагенты суммарно позволили добыть около 65 тыс. т дополнительной нефти, продолжительность эффекта — до 3 лет. Также данные реагенты были протестированы при изоляции в горизонтальной скважине. Закачанные поочередно ГПАН, раствор КМЦ и кремнийорганическое

соединение АКОР-БН102 снизили обводненность со 100 до 87% и позволили добыть по состоянию на 05.2011 13 тонн дополнительной нефти.

В работе [10] для ограничения водопритока предлагается модифицированный состав реагента «Витам», который представляет собой сополимер метакрилата натрия и метакриловой кислоты, а также глицидиловых производных. По мнению авторов, недостатком данного состава является непродолжительность эффекта при долгом контакте с пресной водой. Решением проблемы является модификация состава раствора путем смешивания с силикатом натрия, а также использование нового эффективного структурообразователя — полиалюминия хлорида, также для армирования раствора добавляется древесная мука в малых концентрациях. Предложенный реагент прошел лабораторное тестирование и показал положительные результаты: коэффициент изоляции через 36 часов составил в среднем 98%, а через 6 месяцев — 92%.

Интерес представляет также работа [11], в которой авторы предлагают реагент на основе КМЦ для проведения изоляционных работ в трещиновато-поровых карбонатных коллекторах. В состав также входит органическая соль хрома (ацетат хрома) в качестве сшивателя и водный раствор сульфата меди в качестве катализатора-загустителя. Данный состав был протестирован в лабораторных условиях при закачке сильно минерализованной воды (180 г/л) и показал высокую эффективность: проницаемость по воде после обработки уменьшилась в 46 раз через сутки после обработки.

В работе [6] рассматривается водорастворимый состав Block system (BS-2), который состоит преимущественно из синтетического полимера DSGA, сшивателя бихромата натрия и тиосульфата натрия. Данный состав может использоваться в условиях повышенной температуры и минерализации жидкости. Изоляционные работы значительно снизили обводненность продукции, а также повысили дебит по нефти.

В работе [1] было произведено исследование эффективности циклической закачки составов для ограничения водопритоков на основе лигносульфонатов натрия. По полученным данным, проведение двух циклов существенно увеличивает положительный эффект гидроизоляции, при больших количествах циклов закачки эффективность возрастает в меньшей степени.

Особый интерес представляет исследование термотропности и процесса гелеобразования

этилцеллюлозы, проведенное авторами работы [2]. Анализ зависимостей реологических и физико-химических свойств от температуры, а также влияния электролитов в составе на температуру гелеобразования позволил разработать состав, применимый для водоизоляционных работ в нефтегазовой отрасли. Была разработана композиция МЕТКА, успешно применяемая на месторождениях России и других стран, причем гидроизоляция проводилась как в нефтедобывающих, так и в газодобывающих скважинах, также применение данного состава повысило эффективность при пароциклическом воздействии на залежь высоковязкой нефти. Полученные гели обладают высокой термостойкостью, сохраняют свои свойства до 150—220 °С, а градиент закачки в водонасыщенные и нефтенасыщенные зоны отличается в 2—3 раза.

Авторами работы [4] был синтезирован полимер на основе ПАА методом блочной полимеризации с целью применения для водоизоляционных работ. Технология использования данного реагента относится к типу PPG (preformed particle gel), успешно применяется в трещиноватых коллекторах. В ходе лабораторных исследований было установлено,

что проницаемость после закачки композиции снизилась в 17 раз, а размер частиц вследствие набухания увеличился в 20 раз, при этом частицы размеров 1700 мкм успешно заходят в трещину с раскрытостью 60—70 мкм.

### Заключение

На сегодня ведется активный поиск эффективного решения проблемы раннего обводнения добываемой продукции, которое заключается в предотвращении и ограничении притока воды (ОВП) в нефтенасыщенные пласты, колонну и призабойную зону скважины.

Анализ проблемы раннего обводнения скважин позволяет выделить основные способы их решения и составить классификацию существующих методов водоизоляционных работ.

Перспективным направлением в сфере водоизоляционных работ в горизонтальных скважинах считается применение водорастворимых полимеров, так как данная группа технологий показывает эффективность при ограничении водопритока в вертикальных и наклонно-направленных скважинах.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Адебайо А.А., Крупин С.В. Способ повышения эффективности изоляции пластов с различной степенью минерализации // Вестник Казанского технологического университета. 2014. Т. 17. № 19. С. 328—330.
2. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Стасьева Л.А. Термообратимые полимерные гели для увеличения нефтеотдачи // Химия в интересах устойчивого развития. 2011. Т. 19. № 2. С. 127—136.
3. Гусев В.В. Ресурсосберегающая технология сбора, подготовки и закачивания пластовой воды // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2020. № 2. С. 28—30.
4. Кетова Ю.А., Бай Б., Хижняк Г.П., Гладких Е.А., Галкин С.В. Тестирование технологии предварительно сшитых частиц полимерного геля для ограничения водопритоков на фильтрационных керновых моделях // Записки Горного института. 2020. Т. 241. С. 91—96.
5. Колонтай М.В., Путохин В.С. Проблемы применения горизонтальных скважин для повышения нефтеотдачи многослойных пластов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2003. № 3. С. 33—36.
6. Крупин С.В., Белодед А.В., Губайдуллин Ф.А. Селективный технологический состав для изоляции водопритоков Block system (BS-2) // Вестник Казанского технологического университета. 2011. № 10. С. 297—299.
7. Кульчицкий В.В., Закиров А.Я. и др. Состояние и перспективы горизонтального бурения в России // Бурение и нефть. 2020. № 10. С. 11—19.
8. Лымарь И.В. Обзор новых технологий изоляции водопритока, внедренных на нефтяных месторождениях Республики Беларусь // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2011. № 5. С. 122—132.
9. Подкуйко П.П., Лукманов Р.Р., Абдрахманов Р.Х. Оценка эффективности строительства горизонтальных скважин на различных объектах разработки в Когалымском регионе Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2005. № 1. С. 48—54.
10. Фаттахов, И.Г., Кадыров Р.Р., Галушка А.С. Изоляция водопритока в скважинах посредством применения гелеобразующих составов // Современные проблемы науки и образования. 2014. № 6. С. 331.
11. Шагиахметов А.М., Петраков Д.Г., Рязанов А.А. Разработка водоизоляционного состава для трещиноватых и трещинно-поровых коллекторов на основе карбоксиметилцеллюлозы // Нефтепромысловое дело. 2016. № 3. С. 30—35.
12. Bailey B., et al. Water control // Oilfield review. 2000. Vol. 12. No. 1. P. 30—51.

## REFERENCES

1. Adebayo A.A., Krupin S.V. A way to improve the efficiency of isolation of reservoirs with different degrees of mineralization // Bulletin of the Kazan Technological University. 2014. Vol. 17. No. 19. P. 328—330.
2. Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Stasyeva L.A. Thermoreversible polymeric gels for enhanced oil recovery // Chemistry for Sustainable Development. 2011. Vol. 19. No. 2. P. 127—136.
3. Gusev V.V. Resource-saving technology of collecting, preparing and injecting reservoir water // Business magazine Neftegaz.RU. 2020. No. 2. P. 28—30.
4. Ketova Yu.A., Bai B., Khizhnyak G.P., Gladkikh E.A., Galkin S.V. Testing the technology of pre-crosslinked polymer gel particles to limit water inflows on filtration core models // Notes of the Mining Institute. 2020. Vol. 241. P. 91—96.
5. Kollontai M.V., Potekhin V.S. Problems of using horizontal wells to increase oil recovery of multilayer formations // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. 2003. No. 3. P. 33—36.
6. Krupin S.V., Beloded A.V., Gubaidullin F.A. Selective technological composition for the isolation of water inflows B10sk system (BS-2) // Bulletin of the Kazan Technological University. 2011. No. 10. P. 297—299.
7. Kulchitsky V.V., Zakirov A.Ya., et al. The state and prospects of horizontal drilling in Russia // Drilling and oil. 2020. No. 10. P. 11—19.
8. Lyamar I.V. Review of new water inflow isolation technologies introduced at oil fields of the Republic of Belarus // Electronic scientific journal Oil and gas business. 2011. No. 5. P. 122—132.
9. Podkuiko P.P., Lukmanov P.P., Abdrakhmanov R.H. Evaluation of the effectiveness of the construction of horizontal wells for various development facilities in the Kogalym region of Western Siberia // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. 2005. No. 1. P. 48—54.
10. Fattakhov I.G., Kadyrov R.R., Galushka A.S. Isolation of water inflow in wells through the use of gel-forming compositions // Modern problems of science and education. 2014. No. 6. P. 331.
11. Shagiakhmetov A.M., Petrakov D.G., Ryazanov A.A. Development of a water-insulating composition for fractured and fractured-porous reservoirs based on carboxymethyl cellulose // Oilfield business. 2016. No. 3. P. 30—35.
12. Bailey B., et al. Water control // Oilfield review. 2000. Vol. 12. No. 1. P. 30—51.

## ВКЛАД АВТОРА / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Щербакова К.О. — разработала концепцию статьи, подготовила текст статьи, выполнила перевод на английский язык и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Kseniia O. Shcherbakova — developed the concept of the article, prepared the text of the article, translated into English and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ / INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Щербакова Ксения Олеговна — преподаватель ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе».

23, ул. Миклухо-Маклая, г. Москва 117997, Россия

e-mail: [sherbakovak@mgri.ru](mailto:sherbakovak@mgri.ru)

тел.: +7 (922) 472-26-47

SPIN-код: 2966-3350

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-2376-2839>

Kseniia O. Shcherbakova — Lecturer at Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.

23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia

e-mail: [sherbakovak@mgri.ru](mailto:sherbakovak@mgri.ru)

tel.: +7 (922) 472-26-47

SPIN-code: 2966-3350

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-2376-2839>