



УДК 622.276.(470.53)

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2020

ОПЫТ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПЕРМСКОГО КРАЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ СКВАЖИНАМИ

Р.А. Зайцев, А.В. Распопов

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (614015, Россия, г. Пермь, ул. Пермская, 3а)

A PRACTICE OF DEVELOPMENT OF PERM KRAI FIELDS WITH HORIZONTAL WELLS

Roman A. Zaitcev, Aleksei V. Raspopov

PermNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm (3a Permskaya st., Perm, 614015, Russian Federation)

Получена / Received: 20.02.2020. Принята / Accepted: 15.04.2020. Опубликовано / Published: 15.06.2020

Ключевые слова:

геолого-физическая характеристика, карбонатный коллектор, терригенный коллектор, запасы, залежь, месторождение, разработка, бурение, горизонтальные скважины, наклонно-направленные скважины, малый диаметр, дебит нефти, эксплуатация, добыча, ценность актива.

Key words:

geological and physical characteristics, carbonate reservoir, terrigenous reservoir, reserves, deposit, field, development, drilling, horizontal wells, directional wells, small diameter, oil flow rate, operation, production, asset value.

В настоящее время при проектировании разработки месторождений углеводородного сырья приоритетом является достижение максимально возможного и экономически рентабельного коэффициента извлечения нефти. Ухудшение структуры остаточных запасов нефти, необходимость вовлечения трудноизвлекаемых запасов в разработку привели к поиску новых эффективных технологических решений в проектировании. На сегодняшний день осуществляется поэтапный переход (замена) технологии бурения вертикальных, наклонно направленных (в том числе горизонтальных, многозабойных) скважин, применения оборудования одновременно раздельной эксплуатации скважин в стандартном диаметре на малый диаметр.

На месторождениях Пермского края пробурено более 385 горизонтальных скважин, из которых 3,4 % (13 скважин) составляют скважины малого диаметра. Проведенный анализ эксплуатации скважин показывает, что эффективность использования горизонтальных скважин в ряде случаев оказывается существенно ниже потенциальной и, ухудшая экономические показатели разработки объекта, в конечном счете приводит к снижению ценности актива. Возможно, главной причиной низкой эффективности использования горизонтальных скважин является недостаточное понимание геолого-физических условий для их эксплуатации. Накопленный опыт бурения горизонтальных скважин в коллекторах с высокой расчлененностью, малыми значениями эффективных нефтенасыщенных толщин, ухудшенной гидродинамической связью с законтурной областью показал их низкую успешность: отмечается динамика снижения продуктивности до средних значений дебитов наклонно направленных скважин. В связи с этим актуальным становится вопрос выбора конструкции скважины и ее направленности в конкретных геолого-физических условиях.

Currently, attaining the maximum possible and economically feasible oil recovery factor is the priority task in engineering the development of hydrocarbon deposits. Deterioration in the structure of remaining oil reserves and the demand to bring hard-to-recover reserves to development have stimulated the search for new effective technological solutions in engineering. To date, there is a gradual transfer (replacement) of the technology of drilling vertical and directional wells (including horizontal and multilateral wells) and application of equipment for simultaneous multiple operation of wells in standard diameter to small diameter.

More than 385 horizontal wells have been drilled at the Perm Krai fields, of which 3.4% (13 wells) have small diameter. The analysis of well operation shows that the efficiency of horizontal wells in a number of cases is significantly lower than the potential efficiency and is deteriorating economic indicators of the facility development, thus resulting in the decrease in the asset value. The low efficiency of horizontal wells may essentially result from the insufficient comprehension of geological and physical conditions for their operation. The accumulated practice in drilling horizontal wells in the reservoirs with heavy compartmentalization, low values of net effective oil-saturated thicknesses and deteriorated hydrodynamic connectivity to aquifer has proved their low success, as the dynamics of yield decline to the average flow rates is being observed for directional wells. In this connection, selecting the well structure and its orientation in specific geological and physical conditions is of pressing concern.

Зайцев Роман Александрович – ведущий инженер (тел.: +7 919 701 33 61, e-mail: Roman.Zaitsev@pnn.lukoil.com). Контактное лицо для переписки.

Распопов Алексей Владимирович – кандидат технических наук, заместитель директора филиала по научной работе в области разработки месторождений (тел.: +007 342 219 82 92, e-mail: aleksej.raspopov@pnn.lukoil.com).

Roman A. Zaitcev – Lead Engineer (tel.: +7 919 701 33 61, e-mail: Roman.Zaitsev@pnn.lukoil.com). The contact person for correspondence.

Aleksei V. Raspopov (Scopus ID 30267829600) – PhD in Engineering, Deputy Director of the Branch for Scientific Work in the Area of Field Development (tel.: +007 342 219 82 92, e-mail: aleksej.raspopov@pnn.lukoil.com).

Введение

Разработка месторождений Пермского края ведется с 1929 г. После достижения максимального уровня добычи нефти (1976 г.) следует резкое снижение (практически в три раза) и получение минимального уровня в 1994 г. Постепенный рост годовых отборов (с 1995 г.) приводит к двукратному увеличению добычи нефти к 2019 г. Факторный анализ роста показывает, что базовая добыча относительно года минимальной исторической добычи по состоянию на 01.01.2020 г. составляет лишь четвертую часть от всей добычи нефти. Ввод в эксплуатацию залежей разрабатываемых месторождений, а также открытие новых позволили бы стабилизировать добычу нефти на уровне исторического минимума. Применение современных технологий эксплуатационного бурения совместно с массовым тиражированием новых геолого-технических мероприятий по результатам успешного проведения опытно-промышленных работ (ОПР) позволило обеспечить рост добычи в старом нефтедобывающем регионе почти на 40 % (рис. 1).

По состоянию на 01.01.2020 г. большинство объектов разработки месторождений Пермского края, обладающих высокими и средними фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), имеют высокую степень отбора запасов нефти [1].

По текущей структуре остаточных извлекаемых запасов (ОПЗ) нефти месторождений Пермского края следует, что к неэффективным запасам относится 61 % (рис. 2). К данной категории отнесены залежи нефти с низким значением проницаемости (менее $0,05 \text{ мкм}^2$), высокой вязкостью (более 30 мПа·с) и малыми нефтенасыщенными толщинами (менее 2 м).

Очевидно, что с течением времени происходит ухудшение структуры остаточных извлекаемых запасов нефти и возникает необходимость поиска, опробования и внедрения новых технологий для вовлечения трудноизвлекаемых запасов. Рассматривая

структуру накопленной добычи нефти с 1994 г., необходимо отметить, что основная доля добычи (88 %) приходится на старые активы – зрелые месторождения. Значительная доля месторождений Пермского края находится на третьей стадии разработки (66,1 %) и характеризуется наибольшими остаточными извлекаемыми запасами.

Наращивание объемов добычи нефти в ежегодно ухудшающихся геологических условиях стало возможно за счет проведения работ по следующим направлениям [2–7]:

- сокращение затрат путем использования скважин облегченной конструкции, применения системы одновременно-раздельной эксплуатации нескольких пластов, бурение боковых стволов;

- внедрение новых технологий интенсификации добычи нефти (гидравлический разрыв пласта, самоотклоняющиеся кислотные составы, радиальное бурение и т.д.);

- открытие новых залежей нефти, доизучение месторождений (проведение сейсморазведочных работ методом 3D, разведочное и поисковое бурение).

Применение скважин облегченной конструкции на месторождениях Пермского края началось с 2010 г., снижение стоимости от наклонно направленной скважины стандартного диаметра (ННС) на тот момент составило 8 % [8–11]. В 2012–2013 гг. началось промышленное внедрение данной технологии, затем технология бурения малого диаметра распространилась на горизонтальные и многозбойные скважины. Приобретенные знания, а также изучение опыта ПАО «Татнефть» к 2018–2019 гг. при использовании уменьшенных диаметров обсадных колонн, применении буровой установки с меньшей грузоподъемностью и внедрении комплекса технико-технологических решений обеспечивает сокращение стоимости строительства скважины до 50 % (верхние объекты разработки) относительно скважин стандартного диаметра (168 мм) [12–17].

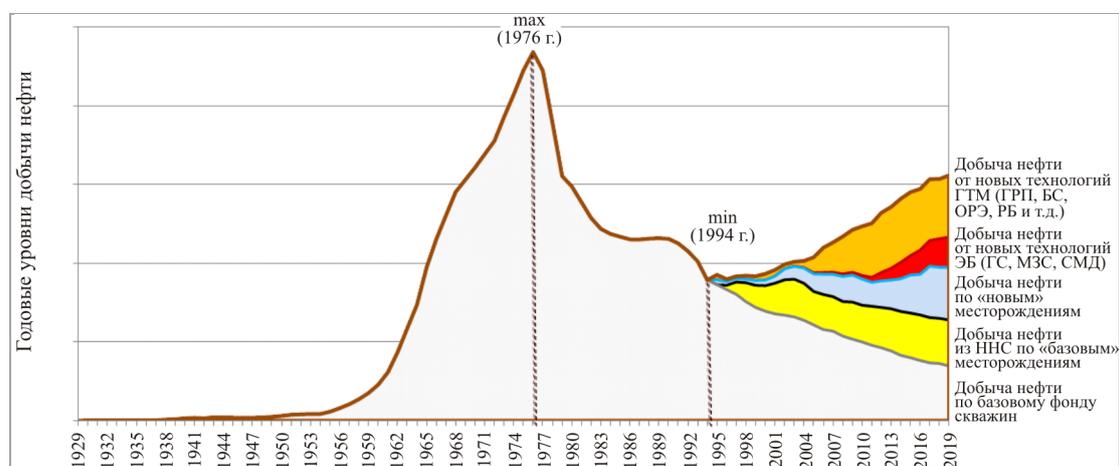


Рис. 1. Динамика добычи нефти в Пермском крае

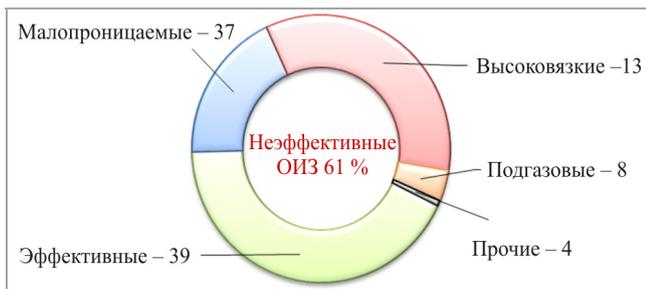


Рис. 2. Структура остаточных извлекаемых запасов месторождений Пермского края, %

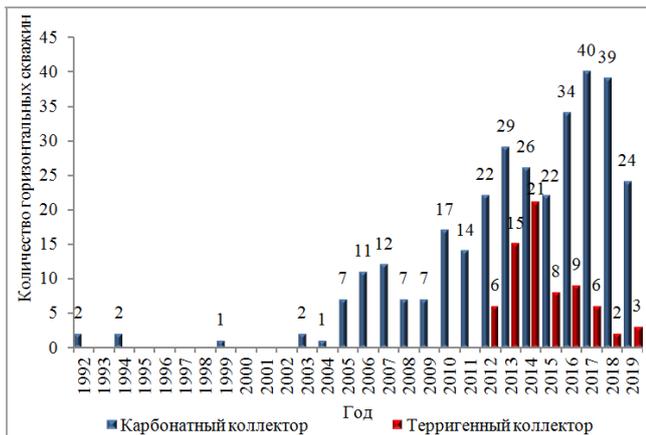


Рис. 3. Динамика бурения горизонтальных скважин на месторождениях Пермского края

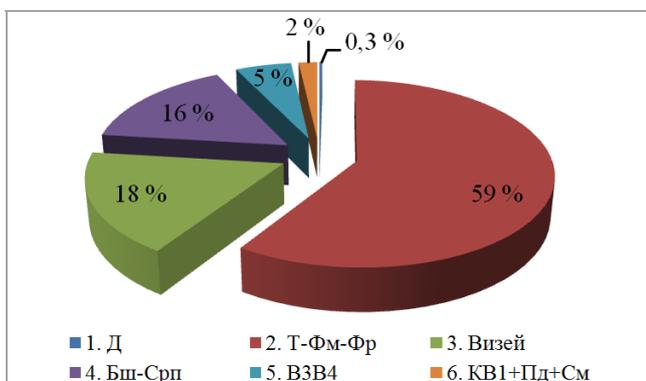


Рис. 4. Распределение горизонтальных скважин по объектам разработки. Здесь и далее: Д – девонские отложения; Т-Фм-Фр – турнейско-фаменско-франские отложения; визей – визейские отложения; Бш-Срп – башкирско-серпуховские отложения; ВЗВ4 – верейские отложения; КВ1+Пд+См – каширско-верейские + подольские + сакмарские отложения

Горизонтальные скважины на месторождениях Пермского края

В настоящее время накоплен значительный опыт строительства и эксплуатации горизонтальных скважин, как в стандартном, так и в малом диаметре [18–22]. Начальные дебиты горизонтальных скважин обычно кратно превышают таковые вертикальных (наклонно направленных) в одина-

ковых геолого-физических условиях [23, 24]. На месторождениях Пермского края пробурено более 385 горизонтальных скважин. Наиболее интенсивный рост эксплуатационного бурения (ЭБ) горизонтальных скважин наблюдается с 2010 г. Основное бурение горизонтальных скважин (82 %) приходится на карбонатный тип коллектора (рис. 3).

Массовое бурение горизонтальных скважин для разработки верхних объектов (Бш, Срп, ВЗВ4, КВ1) началось с 2012 г. По состоянию на 01.01.2020 г. на верхние объекты разработки пробурено 23 % от общего количества горизонтальных скважин. Менее чем за десятилетний период (2011–2020 гг.) на месторождениях Пермского края появился опыт бурения скважин малого диаметра на башкирских и верейских объектах разработки с различным типом заканчивания (наклонно направленные, в том числе горизонтальные и многозабойные скважины). Распределение горизонтальных скважин по объектам разработки представлено на рис. 4.

Эффективность использования ГС зачастую оказывается существенно ниже потенциальной, что негативно влияет на экономические показатели разработки объекта и, в конечном счете, приводит к снижению ценности актива. Проведенный анализ бурения ГС показывает, что главной причиной низкой эффективности их использования является недостаточное понимание геолого-физических условий эксплуатации [25–35].

В работах [36–46] установлено, что успешность бурения и эксплуатации ГС определяются экономической эффективностью метода разработки и правильным выбором объекта, всесторонним изучением геолого-физических свойств пласта. Стоить отметить, что ГС часто не оправдывают своего назначения: фактический дебит не достигает планового значения, наблюдается быстрое обводнение добываемой продукции, уменьшается доля работающих интервалов и т.д. В связи с этим актуальным становится вопрос выбора профиля направленности скважины для конкретных геолого-физических условий.

Территориально месторождения Пермского края делятся условно на две группы: «северную» и «южную». Данные группы месторождений отличаются своими геолого-физическими характеристиками и, как следствие, добычными возможностями скважин. Производительность скважин объектов «северной» группы месторождений, как правило, выше «южной». Динамика средних начальных дебитов нефти ГС в карбонатном типе коллектора и ранжирование по территориальной принадлежности за период 2005–2019 гг. (80 % от всех пробуренных ГС введено под добычу) представлены на рис. 5, основные геолого-физические параметры данных залежей – в таблице.



Рис. 5. Динамика средних начальных дебитов нефти новых горизонтальных скважин в карбонатном коллекторе, ранжированная по территориальной принадлежности

Геолого-физические характеристики карбонатных коллекторов месторождений Пермского края

Параметр	Объект Т-Фм		Объект Бш		Объект В ₃ В ₄	
	«южная»	«северная»	«южная»	«северная»	«южная»	«северная»
Проницаемость, мД	1–1420	2–647	22–698	9–123	17–605	–
Пористость, %	7–15	8–17	14–16	9–14	12–20	–
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	2,0–13,4	4,5–30,2	2,4–7,4	4,4–15,9	1–3,9	–
Расчлененность	3,0–19,0	6,0–41,4	3,5–17,7	5,4–29,9	1,0–9,3	–
Песчанистость	0,007–0,74	0,08–0,45	0,22–0,40	0,15–0,62	0,2–0,3	–

Опыт бурения скважин с различным типом заканчивания по «южной» группе месторождений на верхние объекты разработки позволил скорректировать проектные решения по ряду таких объектов, поскольку именно они, обладая основными остаточными запасами на сегодняшний день, представляют наибольший риск для актива, так как неверно выбранная конструкция скважин может значительно снизить его стоимость. Так, на примере Батырбайского месторождения, опыт бурения ГС на объектах Бш и КВ₁ в ухудшенных геолого-физических условиях (высокая расчлененность, низкая проницаемость и подвижность нефти) показал их низкую эффективность и позволил скорректировать программу по эксплуатационному бурению с изменением профиля скважин на собственных объектах и на объектах-аналогах.

Опыт бурения ГС на Батырбайском месторождении

В период 2017–2018 гг. в рамках опытно-промышленных работ (ОПР) на объекте Бш в западной части Асюльского поднятия (рис. 6) выполнено бурение трех добывающих горизонтальных скважин (скв. 1203, 1207, 1206) и одной

наклонно направленной нагнетательной скважины (скв. 1205). Эксплуатационное бурение проводилось в неразрабатываемой ранее части залежи, со значением эффективных нефтенасыщенных толщин более 4 м. Начальные дебиты изменяются в пределах от 8,3 до 12,2 т/сут по нефти и от 11 до 18,2 м³/сут по жидкости. Несмотря на одновременную организацию закачки (скв. 1205) с вводом добывающих скважин при эксплуатации наблюдается снижение продуктивности по всем скважинам. На текущую дату дебиты нефти изменяются в пределах 2,2–7,7 т/сут по нефти и 5–10 м³/сут по жидкости. Средняя приемистость нагнетательной скв. 1205 составляла 25 м³/сут. Снижение дебитов по скважинам, скорее всего, связано с ухудшенной гидродинамической связью между зонами отбора и закачки, которая обусловлена геолого-физической характеристикой объекта (высокая расчлененность, низкая проницаемость и подвижность).

Снижение продуктивности, возможно, связано и с высокими начальными отборами скважин, не характерными для данного объекта разработки: практически весь добывающий фонд скважин малодебитный, 70 % эксплуатируется с дебитами нефти до 2 т/сут. В качестве примера на рис. 7 представлены основные показатели, характеризующие работу добывающей скв. 1203.

На основе фактической работы скважин на залежах со схожими геолого-физическими характеристиками (ГФХ) при составлении проектно-технологического документа по Баклановскому месторождению в 2018 г. выполнено обоснование по изменению профиля скважин с горизонтальных на наклонно направленные. Предыдущим проектным документом 2008 г. предусмотрено вовлечение обширных участков залежей по объектам Бш и В₃В₄ бурением горизонтальных скважин стандартного диаметра по трехрядной системе размещения скважин, с сеткой 350×350 м. Ввиду несоответствия проектных решений критериям рентабельности компании эксплуатационное бурение выполнено не было. При опробовании бурения горизонтальных скважин малого диаметра в 2017 г. на месторождениях Пермского края при составлении отраслевой программы развития по Баклановскому месторождению стандартный диаметр заменен на малый. Соответственно, при составлении проектного документа в 2018 г. рассмотрены варианты с различной конструкцией скважин. Вариант с эксплуатационным бурением наклонно направленных скважин малого диаметра показал увеличение NPV до 30 % по отношению к варианту с бурением горизонтальных скважин малого диаметра. По утвержденному варианту фактически на месторождении пробурено более 30 скважин, введено 17 добывающих скважин с дебитами по нефти от 6,2 до 13,6 т/сут.

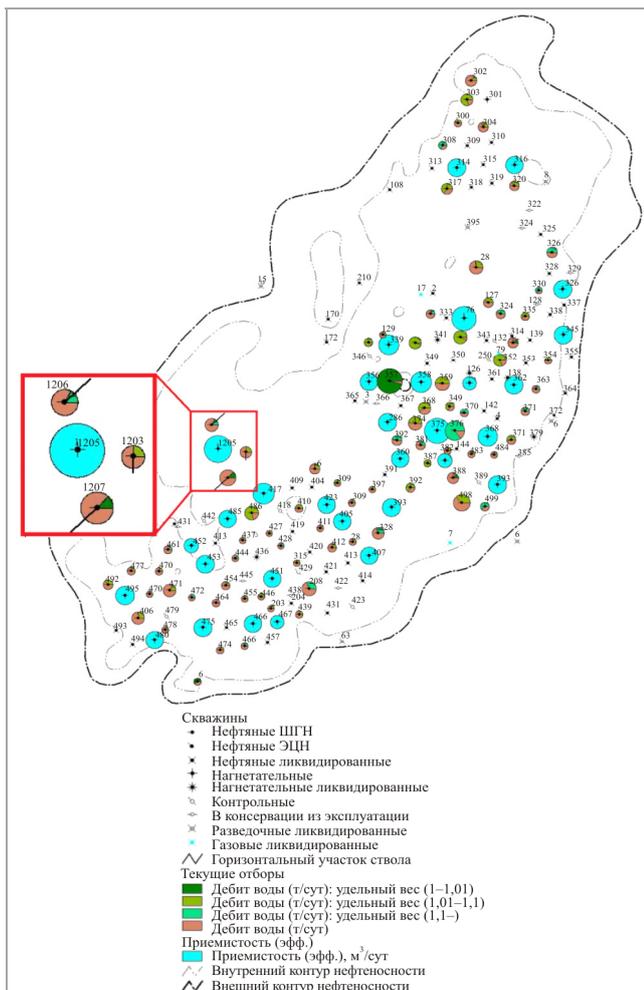


Рис. 6. Карта текущих отборов объекта Бш Асюльского поднятия Батырбайского месторождения с очагом ОПР

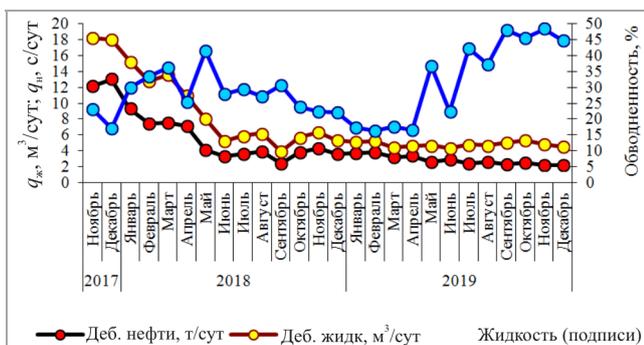


Рис. 7. Основные показатели работы горизонтальной скв. 1203 Батырбайского месторождения (объект Бш)

Заключение

Внедрение новых технологий эксплуатационного бурения и методов интенсификации добычи нефти способствовало увеличению объемов годовой добычи нефти в течение последних 26 лет в старом нефтедобывающем регионе практически на 40 %.

По горизонтальным скважинам, пробуренным в коллекторах с высокой расчлененностью, малыми

значениями эффективных нефтенасыщенных толщин, отмечается более интенсивная динамика снижения продуктивности. Выявлено снижение производительности до средних значений дебитов наклонно направленных скважин данных объектов.

Опыт бурения скважин различной конструкции и профиля направленности в одинаковых геолого-физических условиях требует определения критериев для выбора того или иного способа заканчивания скважин, которые существенно влияют на стоимость актива.

Библиографический список

1. Распопов А.В., Казанцев А.С., Антонов Д.В. Влияние мониторинга разработки на повышение эффективности эксплуатации нефтяных месторождений Пермского края // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 6. – С. 58–61.

2. Воеводкин В.Л., Чертенков М.В. Новые технологии в компании «ЛУКОЙЛ»: от простого к сложному // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 8. – С. 62–66.

3. Кравец М.З. Особенности проектирования плоских и пространственных траекторий скважин и боковых стволов // Инженер-нефтяник. – 2016. – № 2. – С. 42–47.

4. Лакупчик А.В., Солянов С.А., Мавлетдинова М.Г. Ключевые особенности технологий проведения комплексной обработки призабойной зоны на горизонтальных многозабойных газоконденсатных скважинах // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – Т. 333, № 9. – С. 58–61.

5. Мартюшев Д.А. Лабораторные исследования кислотных составов для обработки коллекторов, характеризующихся различной карбонатностью и структурой пустотного пространства горных пород // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329, № 4. – С. 6–12.

6. Yue-tian LIU Methodology for horizontal well pattern design in anisotropic oil reservoirs // Petroleum Exploration and Development. – 2008. – Vol. 35, iss. 5. – P. 619–624.

7. Yue Qiansheng, Liu Shujie, Xiang Xingjin Drilling fluid technology for horizontal wells to protect the formations in unconsolidated sandstone heavy oil reservoirs // Petroleum Exploration and Development. – 2010. – Vol. 37, iss. 2. – P. 232–236.

8. Применение новых технологических решений в области разработки на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» / В.Л. Воеводкин, А.В. Распопов, Л.Н. Мужикова, С.А. Кондратьев // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 12. – С. 104–106.

9. Опыт и перспективы строительства скважин малого диаметра на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» / В.Л. Воеводкин, Н.А. Лядова, Г.В. Окроелидзе, К.А. Мещеряков, С.В. Сунцов, Ю.В. Мальков // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 12. – С. 98–102.
10. Бурение скважин малого диаметра как способ снижения затрат при строительстве эксплуатационных и разведочных скважин / К.А. Мещеряков, В.А. Яценко, С.Е. Ильясов, Г.В. Окроелидзе // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2013. – № 10. – С. 62–65.
11. Результаты строительства первой многозабойной скважины малого диаметра в ПАО «ЛУКОЙЛ» / К.А. Мещеряков, Г.В. Окроелидзе, В.А. Яценко, Ю.В. Фефелов, С.В. Сунцов, Ю.В. Мальков // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 10. – С. 47–49.
12. Тарасов А.Е., Старосветсков В.В. Оптимизация процесса геологического сопровождения бурения горизонтальных скважин на примере месторождения им. В.Н. Виноградова // Бурение и нефть. – 2017. – № 7–8. – С. 61.
13. Проблемы и инновационные решения при бурении скважин малого диаметра / М.З. Тазиев, И.И. Кротков, Р.Р. Гараев, Н.С. Синчугов, Р.М. Осипов, А.И. Аслямов // Нефтепромысловое дело. – 2011. – № 9. – С. 34–38.
14. Yaqiang CHEN, Longxin MU, Jianying ZHANG, Guanghua ZHAI, Huiying ZHAI Horizontal wellinflow performance relationship in foamy heavy oil reservoirs // Petroleum Exploration and Development. – 2013. – Vol. 40, iss. 3. – P. 389–393.
15. Wang H., Liao X., Zhao X. Study of tight oil reservoir flow regimes in different treated horizontal well // Journal of the Energy Institute. – 2015. – Vol. 88, iss. 2. – P. 198–204.
16. Hybrid optimization technique for cyclic steam stimulation by horizontal wells in heavy oil reservoir / Jian Hou, Kang Zhou, Hui Zhao, Xiaodong Kang, Xiansong Zhang // Computers & Chemical Engineering. – 2016. – Vol. 844. – P. 363–370.
17. Junjun C., Yonggang D. Study on temperature distribution along wellbore of fracturing horizontal wells in oil reservoir // Petroleum. – 2015. – Vol. 1, iss. 4. – P. 358–365.
18. Старосветсков В.В., Кашников О.Ю. Особенности геологического сопровождения бурения горизонтальных скважин в сложно-построенных коллекторах (на примере месторождения им. В.Н. Виноградова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 2. – С. 43–49.
19. Киселев В.М., Кинсфатор А.Р., Бойков О.И. Прогноз оптимальных направлений горизонтальных стволов для разработки Юрубчено-Тохомовского месторождения // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – Т. 14, № 15. – С. 20–27.
20. Садыков Р.Ш., Ибрагимов Г.Г., Оптимизация разработки участков верхних горизонтов скважинами малого диаметра с горизонтальным окончанием // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 9. – С. 58–61.
21. Ашрафьян М.О., Кривошей А.В. Совершенствование технологии цементирования боковых стволов и скважин малого диаметра // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море. – 2007. – № 3. – С. 34–38.
22. Таипова В.А., Шайдуллин А.А., Шамсутдинов М.Ф. Горизонтальные скважины и гидроразрыв в повышении эффективности разработки нефтяных месторождений на примере НГДУ «АЗНАКАУВСК-НЕФТЬ» ПАО «ТАТНЕФТЬ» // Георесурсы. – 2017. – Т. 19, № 3. – С. 198–203.
23. Зайцев Р.А., Мартюшев Д.А. Эксплуатация скважин с горизонтальным окончанием в различных геолого-физических условиях (на примере месторождений Пермского края) // Бурение и нефть. – 2019. – № 3. – С. 42–48.
24. Мартюшев Д.А. Подход к определению производительности скважин в трещинно-поровых коллекторах Верхнего Прикамья // Бурение и нефть. – 2015. – № 2. – С. 44–46.
25. Определение оптимального типа заканчивания горизонтальной скважины и способа вывода ее на режим на примере разработки пласта ПК_{1,3} Восточно-Мессояхинского месторождения / Е.В. Загребельный, М.Е. Мартынов, С.В. Кузнецов, И.В. Коваленко, В.С. Нартымов, Ю.В. Овчаренко // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 5. – С. 40–43.
26. Ситников А.Н. Оптимальная система горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта при разработке залежи на упругом режиме // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 4. – С. 68–71.
27. Юрова М.П. Роль горизонтальных скважин при разработке низкопроницаемых, неоднородных коллекторов // Георесурсы. – 2017. – Т. 19, № 3. – С. 209–215.
28. Мартюшев Д.А., Илюшин П.Ю. Экспресс-оценка взаимодействия между добывающими и нагнетательными скважинами на турне-фаменской залежи Озерного месторождения // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т. 15, № 18. – С. 33–41.
29. Мартюшев Д.А., Мордвинов В.А. Изменение дебита скважин нефтегазоконденсатного месторождения при снижении пластовых и забойных давлений // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 1. – С. 67–69.

30. Оценка параметров пласта и продуктивности скважин при его разработке на естественном режиме / В.А. Мордвинов, Д.А. Мартюшев, И.А. Черных, В.И. Пузиков // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 6. – С. 31–33.

31. Оптимизация выработки запасов из водонефтяных зон горизонта ДЗПСШкаповского нефтяного месторождения с помощью горизонтальных скважин / Р.Ф. Якупов, В.Ш. Мухаметшин, И.Н. Хакимзянов, В.Е. Трофимов // Георесурсы. – 2019. – Т. 21, № 3. – С. 55–61.

32. Федотов И.Б., Кашников О.Ю., Кибаленко И.А., Шевченко О.Н. Способ аналитического прогноза дебита горизонтальных скважин на месторождениях углеводородов в низкопроницаемых пластах-коллекторах на примере месторождения им. В.Н. Виноградова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 4. – С. 32–39.

33. Yanyong Wang, Shaoran Ren, Liang Zhang Mechanistic simulation study of air injection assisted cyclic steam stimulation through horizontal wells for ultra-heavy oil reservoirs // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – Vol. 172. – P. 209–216.

34. Jianchun GUO, Liang TAO Fanhui ZENG Optimization of refracturing timing for horizontal wells in tight oil reservoirs: A case study of Cretaceous Qingshankou Formation, Songliao Basin, NE China // Petroleum Exploration and Development. – 2019. – Vol. 46, iss. 1. – P. 153–162.

35. Optimization of multistage fractured horizontal well in tight oil based on embedded discrete fracture model / Shiqian Xu, Qihong Feng, Sen Wang, Farzam Javadpour, Yuyao Li // Computers & Chemical Engineering. – 2018. – Vol. 1172. – P. 291–308.

36. Ограничение водопритока в горизонтальных скважинах на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами нефти / Р.Р. Кадыров, Р.Х. Низаев, А.Ф. Яртиева, В.В. Мухаметшин // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 5. – С. 44–47.

37. Анализ работы горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта / Афанаскин И.В., Вольпин С.Г., Колеватов А.А., Ченленсон Ю.Б. // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 1. – С. 44–51.

38. Морозов П.Е. Моделирование нестационарного притока жидкости к многосекционной горизонтальной скважине // Георесурсы. – 2018. – Т. 20, № 1. – С. 44–50.

39. Баишев Т.Б. Анализ выработки низкопродуктивных запасов нефти горизонта викинг (Западная Канада) горизонтальными скважинами с применением ГРП // Георесурсы. – 2017. – Т. 19, № 3. – С. 182–185.

40. Ибатуллин Р.Р. Опыт разработки запасов нефти в плотных коллекторах Северной Америки.

Горизонтальные скважины и многоступенчатый гидроразрыв // Георесурсы. – 2017. – Т. 19, № 3. – С. 176–181.

41. Wenchao Liu, Qitao Zhang, Weiyao Zhu Numerical simulation of multi-stage fractured horizontal well in low-permeable oil reservoir with threshold pressure gradient with moving boundary // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – Vol. 178. – P. 1112–1127.

42. Fully coupled fluid-solid numerical simulation of stimulated reservoir volume (SRV)-fractured horizontal well with multi-porosity media in tight oil reservoirs / Long Ren, Yuliang Su, Shiyuan Zhan, Fankun Meng, Guangyuan Zhao // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – Vol. 174. – P. 757–775.

43. Modeling the characteristics of Bingham porous-flow mechanics for a horizontal well in a heavy oil reservoir / Ren-Shi Nie, Yi-Min Wang, Yi-Li Kang, Yong-Lu Jia // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – Vol. 171. – P. 71–81.

44. Experimental and numerical study of solvent optimization during horizontal-well solvent-enhanced steam flooding in thin heavy-oil reservoirs / Shijun Huang, Xiao Chen, Hao Liu, Jun Jiang, Yun Xia // Fuel. – 2018. – Vol. 22815. – P. 379–389.

45. Ngozi Akangbou H., Burby M., Nasr Gh. Effectively optimizing production of horizontal wells in homogeneous oil reservoirs // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – Vol. 150. – P. 128–136.

46. Fractured horizontal well productivity prediction in tight oil reservoirs / Jinghong Hu, Chong Zhang, Zhenhua Rui, Yanlong Yu, Zhangxin Chen // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – Vol. 151. – P. 159–168.

References

1. Raspopov A.V., Kazantsev A.S., Antonov D.V. Vliianie monitoringa razrabotki na povyshenie effektivnosti ekspluatatsii neflianykh mestorozhdenii Permskogo kraia [The influence of development monitoring on oilfield exploration effectiveness on the Perm Territory]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2012, no. 6, pp. 58–61.

2. Voevodkin V.L., Chertentkov M.V. Novye tekhnologii v kompanii “LUKOIL”: ot prostogo k slozhnomu [New Technologies in LUKOIL: from Simple to Complicated]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2019, no. 8, pp. 62–66.

3. Kravets M.Z. Osobennosti proektirovaniia ploskikh i prostranstvennykh traektorii skvazhin i bokovykh stvolov [Design features of flat and spatial trajectories of wells and sidetracks]. *Inzhener-neftianik*, 2016, no. 2, pp. 42–47.

4. Lakupchik A.V., Solianov S.A., Mavletdinova M.G. Kluchevye osobennosti tekhnologii provedeniia kompleksnoi obrabotki prizaboinoi zony na gorizontaľnykh mnogozaboinykh gazokondensatnykh skvazhinakh [Key features of technologies for integrated treatment of the bottom-hole zone in horizontal multilateral bottom-hole gas condensate wells]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefġianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2019, vol. 333, no. 9, pp. 58-61.
5. Martiushev D.A. Laboratornye issledovaniia kislotnykh sostavov dlia obrabotki kollektorov, kharakterizuiushchikhsia razlichnoi karbonatnost'iu i strukturoi pustotnogo prostranstva gornykh porod [Laboratory studies of acid compositions for treating reservoirs characterized by different carbonate and rock voids structure]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring geoesursov*, 2018, vol. 329, no. 4, pp. 6-12.
6. Yue-tian LIU Methodology for horizontal well pattern design in anisotropic oil reservoirs. *Petroleum Exploration and Development*, 2008, vol. 35, iss. 5, pp. 619-624.
7. Yue Qiansheng, Liu Shujie, Xiang Xingjin. Drilling fluid technology for horizontal wells to protect the formations in unconsolidated sandstone heavy oil reservoirs. *Petroleum Exploration and Development*, 2010, vol. 37, iss. 2, pp. 232-236.
8. Voevodkin V.L., Raspopov A.V., Muzhikova L.N., Kondrat'ev S.A. Primenenie novykh tekhnologicheskikh reshenii v oblasti razrabotki na mestorozhdeniakh OOO "LUKOIL-PERM" [Application of new technological solutions in the field of oil & gas development in the oilfields of LUKOIL-PERM LLC]. *Nefġianoe khoziaistvo*, 2012, no. 12, pp. 104-106.
9. Voevodkin V.L., Liadova N.A., Okromelidze G.V., Meshcheriakov K.A., Suntsov S.V., Mal'kov Iu.V. Opyt i perspektivy stroitel'stva skvazhin malogo diametra na mestorozhdeniakh OOO "LUKOIL-PERM" [Experience and prospects of slim hole construction on LUKOIL-PERM oilfields]. *Nefġianoe khoziaistvo*, 2018, no. 12, pp. 98-102.
10. Meshcheriakov K.A., Iatsenko V.A., Il'iasov S.E., Okromelidze G.V. Burenie skvazhin malogo diametra kak sposob snizheniia zatrat pri stroitel'stve ekspluatatsionnykh i razvedochnykh skvazhin [Small diameter wells drilling as the method to reduce costs during construction of operation and exploratory wells]. *Territorii NEFTEGAZ*, 2013, no. 10, pp. 62-65.
11. Meshcheriakov K.A., Okromelidze G.V., Iatsenko V.A., Fefelov Iu.V., Suntsov S.V., Mal'kov Iu.V. Rezul'taty stroitel'stva pervoi mnogozaboinoi skvazhiny malogo diametra v PAO "LUKOIL" [The results of construction of the first small diameter multilateral well in LUKOIL PJSC]. *Nefġianoe khoziaistvo*, 2018, no. 10, pp. 47-49.
12. Tarasov A.E., Starosvetskov V.V. Optimizatsiia protsessa geologicheskogo soprovozhdeniia bureniia gorizontaľnykh skvazhin na primere mestorozhdeniia imeni V.N. Vinogradova [Optimization of process of geological support of horizontal wells drilling at the fields named after V.N. Vinogradov]. *Burenie i nefġ'*, 2017, no. 7-8, 61 p.
13. Taziev M.Z., Krotkov I.I., Garaev R.R., Sinchugov N.S., Osipov R.M., Asliamov A.I. Problemy i innovatsionnye resheniia pri burenii skvazhin malogo diametra [Problems and innovative solutions when drilling small diameter wells]. *Nefġepromyslovoe delo*, 2011, no. 9, pp. 34-38.
14. Yaqiang CHEN, Longxin MU, Jianying ZHANG, Guanghua ZHAI, Huiying ZHAI. Horizontalwellinflow performance relationship in foamy heavy oil reservoirs. *Petroleum Exploration and Development*, 2013, vol. 40, iss. 3, pp. 389-393.
15. Wang H., Liao X., Zhao X. Study of tight oil reservoir flow regimes in different treated horizontal well. *Journal of the Energy Institute*, 2015, vol. 88, iss. 2, pp. 198-204.
16. Hou Jian, Zhou Kang, Zhao Hui, Kang Xiaodong, Zhang Xiansong. Hybrid optimization technique for cyclic steam stimulation by horizontal wells in heavy oil reservoir. *Computers & Chemical Engineering*, 2016, vol. 844, pp. 363-370.
17. Junjun C., Yonggang D. Study on temperature distribution along wellbore of fracturing horizontal wells in oil reservoir. *Petroleum*, 2015, vol. 1, iss. 4, pp. 358-365.
18. Starosvetskov V.V., Kashnikov O.Iu. Osobennosti geologicheskogo soprovozhdeniia bureniia gorizontaľnykh skvazhin v slozhno-postroennykh kollektorakh (na primere mestorozhdeniia imeni V.N. Vinogradova [Features of geological support for drilling horizontal wells in complex-built reservoirs (for example, the field named after V.N. Vinogradov)]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefġianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2017, no. 2, pp. 43-49.
19. Kiselev V.M., Kinsfator A.R., Boikov O.I. Prognoz optimal'nykh napravlenii gorizontaľnykh stvolov dlia razrabotki Iurubcheno-Tomokhovskogo mestorozhdeniia [The forecast of the optimal directions of horizontal shafts for the development of the Yurubcheno-Tomokhovskoye field]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Nefġegazovoe i gornoe delo*, 2015, vol. 14, no. 15, pp. 20-27.
20. Sadykov R.Sh., Ibragimova G.G. Optimizatsiia razrabotki uchastkov verkhnykh gorizontov skvazhinami malogo diametra s gorizontaľnym okonchaniem [Optimization of development of upper horizons sections by small diameter wells with a horizontal tail-end]. *Nefġepromyslovoe delo*, 2016, no. 9, pp. 58-61.

21. Ashrafian M.O., Krivoshei A.V. Sovershenstvovanie tekhnologii tsementirovaniia bokovykh stvolov i skvazhin malogo diametra [Improving the technology of cementing sidetracks and small-diameter wells]. *Stroitel'stvo nef'tianyykh i gazovykh skvazhin na sushe i more*, 2007, no. 3, pp. 34-38.

22. Taipova V.A., Shaidullin A.A., Shamsutdinov M.F. Gorizontal'nye skvazhiny i gidrorazryv v povyshenii effektivnosti razrabotki nef'tianyykh mestorozhdenii na primere NGDU "AZNAKAUVSKNEFT" PAO "TATNEFT" [Horizontal wells and hydraulic fracturing in increasing the efficiency of oil field development using the example of NGDU "AZNAKAUVSKNEFT" PJSC "TATNEFT"']. *Georesursy*, 2017, vol. 19, no. 3, pp. 198-203.

23. Zaitsev R.A., Martiushev D.A. Ekspluatatsiia skvazhin s gorizontal'nym okonchaniem v razlichnykh geologo-fizicheskikh usloviyakh (na primere mestorozhdenii Permskogo kraia) [Operating experience with a horizontal wells in various geological and physical conditions (for example Perm edge fields)]. *Burenie i nef't'*, 2019, no. 3, pp. 42-48.

24. Martiushev D.A. Podkhod k opredeleniiu proizvoditel'nosti skvazhin v treshchinno-porovykh kollektorakh Verkhnego Prikam'ia [The lead up to determining the productivity of wells fractured porous type reservoirs of the Upper Kama region]. *Burenie i nef't'*, 2015, no. 2, pp. 44-46.

25. Zagrebel'nyi E.V., Martynov M.E., Kuznetsov S.V., Kovalenko I.V., Nartymov V.S., Ovcharenko Iu.V. Opredelenie optimal'nogo tipa zakanchivaniia gorizontal'noi skvazhiny i sposoba vyvoda ee na rezhim na primere razrabotki plasta PK₁₋₃ Vostochno-Messoiakhinskogo mestorozhdeniia [Determination of the optimum type of completion and method of outputting horizontal well on the regime on the example of the layer Pk1-3 of Vostochno-Messoyakhskoye field]. *Nef'tianoe khoziaistvo*, 2017, no. 5, pp. 40-43.

26. Sitnikov A.N. Optimal'naia sistema gorizontal'nykh skvazhin s mnogostadiinym gidrorazryvom plasta pri razrabotke zalezhi na uprugom rezhime [Optimal multiple-fractured horizontal well pattern for depletion drive reservoirs]. *Nef'tianoe khoziaistvo*, 2017, no. 4, pp. 68-71.

27. Iurova M.P. Rol' gorizontal'nykh skvazhin pri razrabotke nizkopronitsaemykh, neodnorodnykh kollektorov [The Role of Horizontal Wells when Developing Low-Permeable, Heterogeneous Reservoirs]. *Georesursy*, 2017, vol. 19, no. 3, pp. 209-215.

28. Martiushev D.A., Iliushin P.Iu. Ekspress-otsenka vzaimodeistviia mezhdru dobyvaiushchimi i nagnetatel'nymi skvazhinami na turne-famenskoii zalezhi Ozernogo mestorozhdeniia [Express assessment of the interaction between the production and injection wells in the tournaisian-famennian deposits of ozernoe field]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo*

issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo, 2016, vol. 15, no. 18, pp. 33-41.

29. Martiushev D.A., Mordvinov V.A. Izmenenie debita skvazhin nef'tegazokondensatnogo mestorozhdeniia pri snizhenii plastovykh i zaboinykh davlenii [Productivity of wells at oil and gas field while reducing the bottomhole and formation pressure]. *Nef'tianoe khoziaistvo*, 2014, no. 1, pp. 67-69.

30. Mordvinov V.A., Martiushev D.A., Chernykh I.A., Puzikov V.I. Otsenka parametrov plasta i produktivnosti skvazhin pri ego razrabotke na estestvennom rezhime [Evaluation of formation characteristics and wells productivity under primary oil recovery]. *Nef'tianoe khoziaistvo*, 2014, no. 6, pp. 31-33.

31. Iakupov R.F., Mukhametshin V.Sh., Khakimzianov I.N., Trofimov V.E. Optimizatsiia vyrabotki zapasov iz vodoneftianyykh zon gorizonta D3PS Shkapovskogo nef'tianogo mestorozhdeniia s pomoshch'iu gorizontal'nykh skvazhin [Optimization of reserve production from water oil zones of D3ps horizon of Shkapovsky oil field by means of horizontal wells]. *Georesursy*, 2019, vol. 21, no. 3, pp. 55-61.

32. Fedotov I.B., Kashnikov O.Iu., Kibalenko I.A., Shevchenko O.N. Sposob analiticheskogo prognoza debita gorizontal'nykh skvazhin na mestorozhdeniakh uglevodorodov v nizkopronitsaemykh plastakh-kollektorakh na primere mestorozhdeniia imeni V.N. Vinogradova [A method of analytic prediction of horizontal wells flow-rates of hydrocarbon fields located in low-permeable formations-collectors on the example of V.N. Vinogradov field]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nef'tianyykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2018, no. 4, pp. 32-39.

33. Yanyong Wang, Shaoran Ren, Liang Zhang. Mechanistic simulation study of air injection assisted cyclic steam stimulation through horizontal wells for ultra-heavy oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 172, pp. 209-216.

34. Jianchun GUO, Liang TAO, Fanhui ZENG. Optimization of refracturing timing for horizontal wells in tight oil reservoirs: A case study of Cretaceous Qingshankou Formation, Songliao Basin, NE China. *Petroleum Exploration and Development*, 2019, vol. 46, iss. 1, pp. 153-162.

35. Xu Shiqian, Feng Qihong, Wang Sen, Javadpour Farzam, Li Yuyao. Optimization of multistage fractured horizontal well in tight oil based on embedded discrete fracture model. *Computers & Chemical Engineering*, 2018, vol. 1172, pp. 291-308.

36. Kadyrov R.R., Nizaev R.Kh., Iartiev A.F., Mukhametshin V.V. Ogranichenie vodopritoka v gorizontal'nykh skvazhinakh na mestorozhdeniakh s trudnoizvlekaemyimi zapasami nef'ti [A novel water shut-off technique for horizontal wells at fields with hard-to-recover oil reserves]. *Nef'tianoe khoziaistvo*, 2017, no. 5, pp. 44-47.

37. Afanaskin I.V., Vol'pin S.G., Kolevatov A.A., Chenlenson Iu.B. Analiz raboty gorizonta'nykh skvazhin s mnogostadiinym gidrorazryvom plasta [Analysis of the operation of horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing]. *Neftepromyslovoe delo*, 2019, no. 1, pp. 44-51.
38. Morozov P.E. Modelirovanie nestatsionarnogo pritoka zhidkosti k mnogosektsionnoi gorizonta'noi skvazhine [Modeling of non-stationary fluid inflow to a multisectional horizontal well]. *Georesursy*, 2018, vol. 20, no. 1, pp. 44-50.
39. Baishev T.B. Analiz vyrabotki nizkoproduktivnykh zapasov nefti gorizonta viking (Zapadnaia Kanada) gorizonta'nyimi skvazhinami s primeneniem GRP [Unconventional Oil Reserves Development in the Viking Play (Western Canada) Using Horizontal Wells and Hydraulic Fracturing]. *Georesursy*, 2017, vol. 19, no. 3, pp. 182-185.
40. Ibatullin R.R. Opyt razrabotki zapasov nefti v plotnykh kollektorakh Severnoi Ameriki. Gorizonta'nye skvazhiny i mnogostupenchatyi gidrorazryv [Experience in North America Tight Oil Reserves Development. Horizontal Wells and Multistage Hydraulic Fracturing]. *Georesursy*, 2017, vol. 19, no. 3, pp. 176-181.
41. Wenchao Liu, Qitao Zhang, Weiyao Zhu. Numerical simulation of multi-stage fractured horizontal well in low-permeable oil reservoir with threshold pressure gradient with moving boundary. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 178, pp. 1112-1127.
42. Ren Long, Su Yuliang, Zhan Shiyuan, Meng Fankun, Zhao Guangyuan. Fully coupled fluid-solid numerical simulation of stimulated reservoir volume (SRV)-fractured horizontal well with multi-porosity media in tight oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 174, pp. 757-775.
43. Nie Ren-Shi, Wang Yi-Min, Kang Yi-Li, Jia Yong-Lu. Modeling the characteristics of Bingham porous-flow mechanics for a horizontal well in a heavy oil reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol. 171, pp. 71-81.
44. Huang Shijun, Chen Xiao, Liu Hao, Jiang Jun, Xia Yun. Experimental and numerical study of solvent optimization during horizontal-well solvent-enhanced steam flooding in thin heavy-oil reservoirs. *Fuel*, 2018, vol. 22815, pp. 379-389.
45. Ngozi Akangbou H., Burby M., Nasr Gh. Effectively optimizing production of horizontal wells in homogeneous oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol. 150, pp. 128-136.
46. Hu Jinghong, Zhang Chong, Rui Zhenhua, Yu Yanlong, Chen Zhangxin. Fractured horizontal well productivity prediction in tight oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol. 151, p. 159-168.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Зайцев Р.А., Расповов А.В. Опыт разработки месторождений Пермского края горизонтальными скважинами // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2020. – Т.20, №2. – С.282–291. DOI: 10.15593/2224-9923/2020.2.8

Please cite this article in English as:

Zaitcev R.A., Raspopov A.V. A practice of development of Perm Krai fields with horizontal wells. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2020, vol.20, no.2, pp.282-291. DOI: 10.15593/2224-9923/2020.2.8