



ISSN 2712-8008

Том / Volume 22 №2 2022

Домашняя страница журнала: <http://vestnik.psturu/geo/>

НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

УДК 622

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2022



## Повышение эффективности разработки Павловского месторождения за счет реконструкции скважин методом бурения боковых стволов (на примере объекта Т)

А.В. Ившин<sup>1</sup>, А.А. Устинов<sup>1,2</sup><sup>1</sup>Пермский национальный исследовательский политехнический университет (Россия, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29)<sup>2</sup>Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПинефть» в г. Перми (Россия, 614015, г. Пермь, ул. Пермская, 3а)

## Improving the efficiency of the Pavlovskoye field development through the reconstruction of wells by drilling sidetracks (on the example of object T)

Aleksandr V. Ivshin<sup>1</sup>, Antov A. Ustinov<sup>1,2</sup><sup>1</sup>Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation)<sup>2</sup>PermNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm (3a Permskaya st., Perm, 614015, Russian Federation)

Получена / Received: 29.03.2022. Принята / Accepted: 31.05.2022. Опубликовано / Published: 21.12.2022

### Ключевые слова:

боковой ствол, боковой ствол с горизонтальным окончанием, сложный коллектор, двойная пористость, раскрытость трещин, снижение давления, график эксплуатации

Проведенное исследование направлено на сравнительный анализ эффективности эксплуатации турнейской залежи боковыми стволами и боковыми стволами с горизонтальным окончанием на Павловском месторождении.

Одной из наиболее эффективных технологий, которая позволяет добиться повышения уровня добычи нефти на старых месторождениях (поздняя стадия эксплуатации) и увеличения коэффициента извлечения нефти из пластов, вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, которые не могли быть возвращены в действующий фонд другими методами, является резка боковых стволов. Путем бурения боковых стволов в разработку вводятся ранее не задействованные участки пласта, а также трудноизвлекаемые запасы нефти, добыча которых ранее не представлялась возможной. Преимущество бурения боковых стволов заключается в отсутствии необходимости строительства новых коммуникаций. При этом сокращаются затраты на оборудование и материалы, снижается негативное воздействие на окружающую среду. Кроме того, восстановление бездействующего фонда в 1,5–2,5 раза дешевле бурения новых скважин.

В статье проведен анализ строительства и эксплуатации 54 боковых стволов, пробуренных на турнейский объект, из них 6 с горизонтальным окончанием. Рассматриваются следующие вопросы: сравнение технологических аспектов строительства скважин бурением боковых стволов и боковых стволов с горизонтальным окончанием; сравнение динамики показателей эксплуатации скважин с применением этих технологий; сопоставление начальных фильтрационных параметров продуктивных пластов и анализ их изменения в процессе эксплуатации скважин.

Итогом работы стали выводы по сравнительному анализу эксплуатации турнейской залежи боковыми стволами и боковыми стволами с горизонтальным окончанием. Результаты работы имеют практическую значимость и могут быть использованы в производственной деятельности нефтегазодобывающих обществ.

### Keywords:

sidetrack, sidetracks with a horizontal ending, complex reservoir, dual porosity, fracture opening, pressure drop, production schedule.

The study was aimed at a comparative analysis of the exploitation efficiency of the Tournaisian reservoir by sidetracks and sidetracks with a horizontal ending in the Pavlovskoye field.

One of the most effective technologies that allows to achieve an increase in the level of oil production in old fields (late stage of operation) and increase the oil recovery factor from the reservoirs, to return to operation oil wells that could not be returned to the existing fund by other methods is sidetracking. By drilling sidetracks, previously unused sections of the reservoir are introduced into development, as well as unconventional oil reserves, the extraction of which was not previously possible. The advantage of drilling sidetracks is that there is no need to build new communications. This reduces the cost of equipment and materials, reduces the negative impact on the environment. In addition, restoring an inactive well stock is 1.5–2.5 times cheaper than drilling new wells.

The article analyzed the construction and operation of 54 sidetracks drilled for the Tournaisian object, 6 of them with a horizontal ending. The following issues of with sidetracks and sidetracks with a horizontal ending were considered: comparison of technological aspects of well construction; comparison of the well operation indicators dynamics; comparison of the initial filtration parameters of productive formations and analysis of their changes during the operation of wells.

The result of the work was the conclusions on a comparative analysis of the exploitation of the Tournaisian reservoir by sidetracks and sidetracks with a horizontal ending. The results of the work were of practical importance and could be used in the production activities of oil and gas companies.

© **Ившин Александр Викторович** – главный специалист отдела разработки рабочих проектов (тел.: + 007 (342) 233 67 76, e-mail: Aleksandr.Ivshin@pnn.lukoil.com).

© **Устинов Антов Александрович** – ведущий инженер отдела планирования и мониторинга методов повышения нефтеотдачи пластов (тел.: +007 (342) 233 63 43, e-mail: Anton.Ustinov@pnn.lukoil.com).

© **Aleksandr V. Ivshin** – Chief Specialist of the Working Projects Development Department (tel.: + 007 (342) 233 67 76, e-mail: Aleksandr.Ivshin@pnn.lukoil.com).

© **Antov A. Ustinov** – Leading Engineer of the Department of Planning and Monitoring of Enhanced Oil Recovery Techniques (tel.: +007 (342) 233 63 43, e-mail: Anton.Ustinov@pnn.lukoil.com).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Ившин А.В., Устинов А.А. Повышение эффективности разработки Павловского месторождения за счет реконструкции скважин методом бурения боковых стволов (на примере объекта Т) // Недропользование. – 2022. – Т.22, №2. – С.85–92. DOI: 10.15593/2712-8008/2022.2.5

Please cite this article in English as:

Ivshin A.V., Ustinov A.A. Improving the efficiency of the Pavlovskoye field development through the reconstruction of wells by drilling sidetracks (on the example of object T). *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2022, vol.22, no.2, pp.85-92. DOI: 10.15593/2712-8008/2022.2.5

**Введение**

На сегодняшний день эксплуатация большинства месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» находится на завершающей стадии разработки.

Уже ни один проектный документ на разработку месторождений не обходится без включения в варианты разработки зарезки боковых стволов. Путем бурения боковых стволов в разработку вводятся ранее не задействованные участки пласта, а также трудноизвлекаемые запасы нефти, добыча которых ранее не представлялась возможной. Как показал опыт эксплуатации месторождений, находящихся на поздней стадии, данная технология является одной из наиболее эффективных геолого-технических мероприятий (ГТМ), позволяющих продлить срок эксплуатации зрелых месторождений, повысить экономическую ценность данных активов [1, 2].

**Анализ уровней добычи и ее распределение по ГТМ**

В период с 2006 по 2012 г. разработка турнейского объекта Павловского месторождения велась со значительным превышением проектных уровней отбора нефти (на 33–78 %) за счет бурения значительного количества боковых стволов в недраенируемых зонах, а также проведения методов ПНП и ИДН в действующем добывающем фонде (рис. 1).

Распределение дополнительной добычи нефти от ГТМ на Павловском месторождении (объекте С, т (Т)) следующее: бурение БС 562 тыс.т (37 %), ГРП 240 тыс. т (16 %), радиальное бурение 215 тыс. т (14 %), перфорационные методы 205 тыс. т (14 %), ремонтно-изоляционные методы 90 тыс. т (6 %), обработка призабойной зоны (ОПЗ) 183 тыс. т (12 %), перевод 11 тыс. т (1 %).

В ходе выполненного анализа установлено, что существующая система разработки залежи требует корректировки. В этой ситуации достижение запланированных объемов добычи может быть достигнуто только путем регулирования этой системы. Приоритетными направлениями регулирования следует считать:

- 1) оптимизацию системы поддержания пластового давления;
- 2) увеличение производительности действующего добывающего фонда с целью интенсификации добычи.

**Сравнительный анализ технологии БС и БГС**

С учетом технического состояния скважин и высокой их обводненности приоритетным направлением интенсификации добычи следует рассматривать бурение боковых стволов [3]. Данный метод уже имеет значительный опыт практической реализации на данном и соседних месторождениях. Характерной особенностью Павловского месторождения является опыт бурения боковых стволов различной конструкции, в том числе с горизонтальным окончанием ствола.

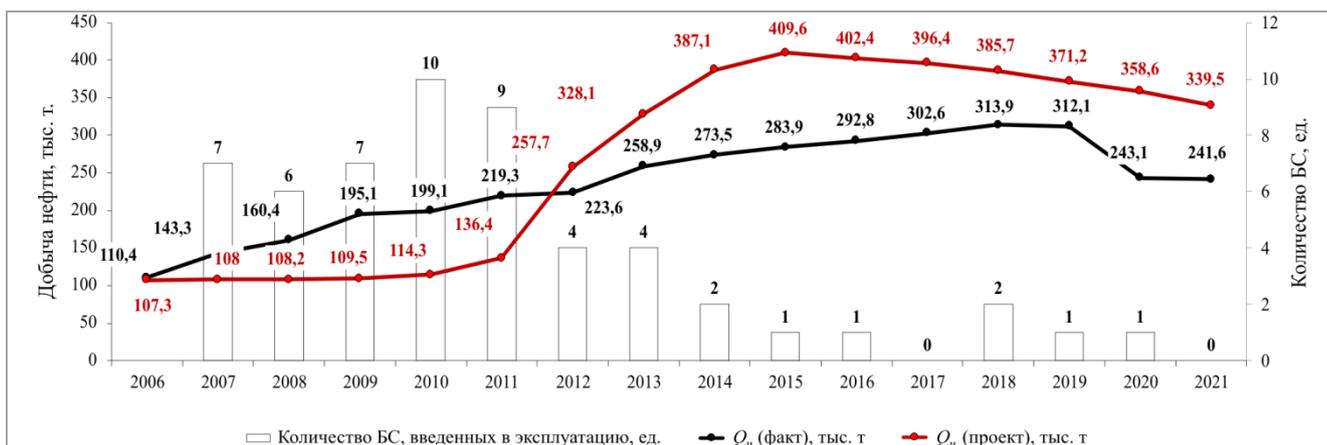


Рис. 1. Динамика уровней добычи нефти в период с 2006 по 2021 г. (Павловское месторождение, объект Т)

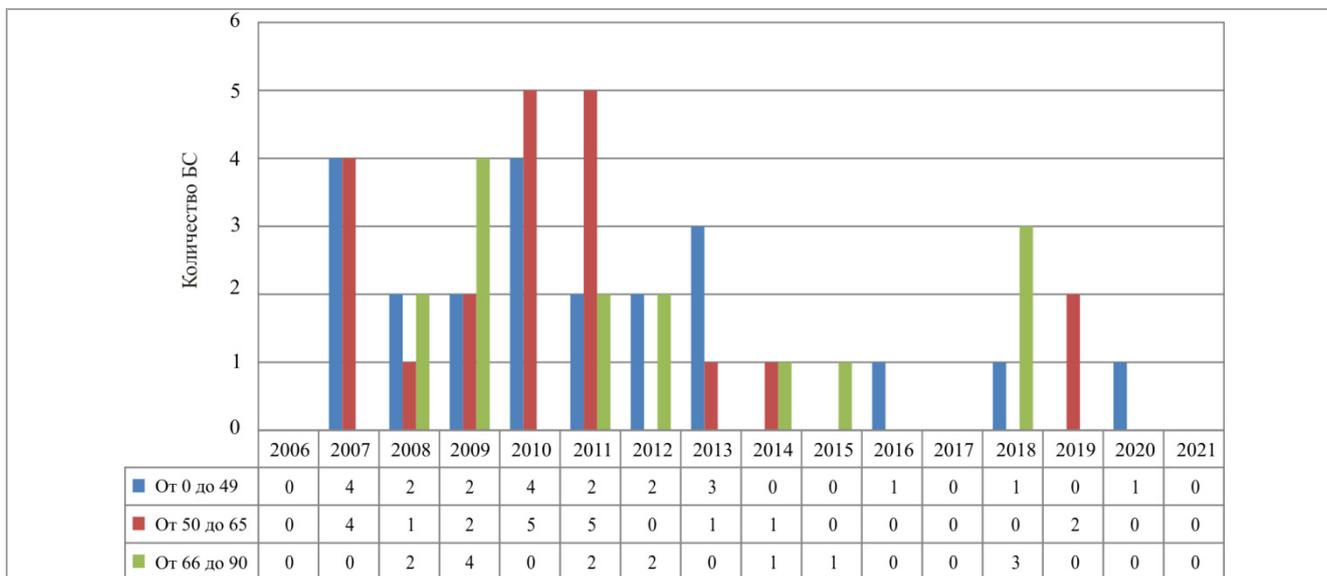


Рис. 2. Фонд боковых стволов (Павловское месторождение, объект Т)

Считается, что технология строительства условно вертикального либо наклонно направленного бокового ствола (БС) более проста и менее затратна, нежели технология строительства бокового ствола с горизонтальным окончанием (БГС), но, в свою очередь, скважины с БГС характеризуются большей производительностью за счет более высокого охвата пласта своим влиянием. Также технология бурения горизонтальных скважин в краевых частях карбонатных коллекторов позволяет решить проблему раннего обводнения и тем самым повысить эффективность разработки месторождения [4].

Все пробуренные на турнейской залежи Павловского месторождения боковые стволы условно можно разделить на три группы:

1. Боковые стволы с зенитным углом 0–49° (применение раствора на водной основе ББР-СКП-МГ).
2. Боковые стволы с зенитным углом 50–65° (применение раствора на водной основе МГБР-ПМГ).
3. Боковые стволы и боковые стволы с горизонтальным окончанием - зенитный угол 66–90° (применение раствора на углеводородной основе ИЭР).

На рис. 2 представлено распределение пробуренных боковых стволов по этим группам.

Из проведенного анализа следует, что первые две группы можно не разделять и рассматривать как одну группу, так как капитальные вложения и стоимость метра проходки у них примерно одинаковые. Боковые стволы с зенитным углом 66–77° отличаются от первых двух групп лишь стоимостью капитальных вложений, так как при бурении применяется раствор на углеводородной основе, что существенно удорожает стоимость строительства, данную группу необходимо сравнивать с последней группой (БГС), так как капитальные затраты у них будут примерно одинаковые.

Бурение боковых стволов с горизонтальным окончанием проводилось в сравнительно давнем периоде, когда технологии бурения не были достаточно развиты, и данные, полученные при строительстве бокового ствола в наше время, могут существенно отличаться от ранее полученных результатов (бурение с LWD, применение долот PDC и растворов на углеводородной основе и т.д.). Существующие технологии для бурения скважин с горизонтальным окончанием позволили повысить экономическую актуальность строительства таких скважин, обеспечить более качественную выработку запасов за счет вскрытия нефтеносной части залежи с максимальной нефтенасыщенностью [5–23].

Сравнительная характеристика технологий строительства приведена в табл. 1.

Сравнительный анализ боковых стволов показал, что с ростом зенитного угла увеличиваются их длины без значительного роста капитальных затрат. Существенное влияние на стоимость строительства боковых стволов оказывает применение растворов на углеводородной основе, что подтверждается стоимостью «метра проходки» и «капитальными вложениями» [23–33].

Технология бурения боковых стволов с горизонтальным окончанием по капитальным вложениям не сильно отличается от таковой с использованием боковых стволов по той причине, что при бурении применялись растворы на водной основе, также представленный перечень БГС был пробурен в период с 2008 по 2011 г., когда не применялись дорогостоящие методы проводки горизонтальных стволов, такие как телесистема LWD и растворы на углеводородной основе.

Проведенные сравнения ранее осуществленных мероприятий с усовершенствованными технологиями показали, что технологии строительства скважин в данное время позволяют существенно сократить продолжительность бурения и крепления боковых стволов, а также исключить осложнения, связанные с устойчивостью стенок скважин [33–53].

Следующим этапом работы было сравнение характеристик показателей эксплуатации БС и БГС.

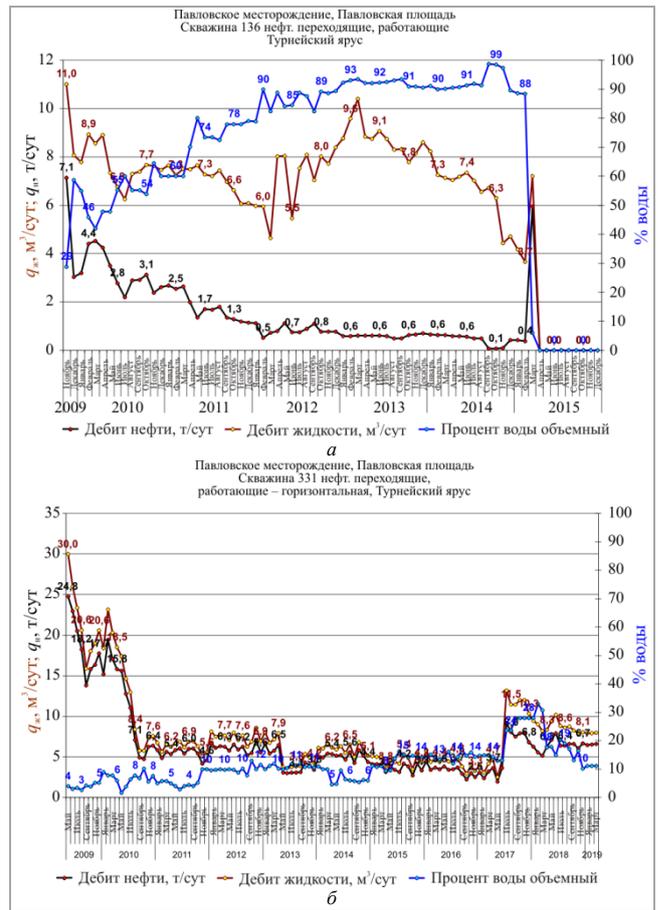


Рис. 3. График эксплуатации скважины: а – №136\_2 (БС, Павловское поднятие); б – №331\_2 (БГС, Ульское поднятие)

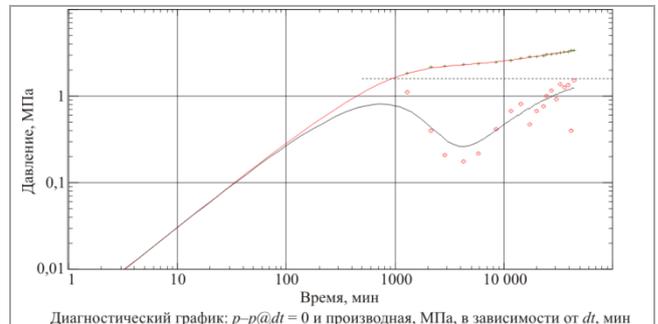


Рис. 4. Кривая восстановления давления скважины № 331 от 15.01.2010 в координатах ПО SAPHIR

Поскольку главной задачей любой скважины, в том числе где применяются БС и БГС, является обеспечение добычи нефти, в настоящем разделе выполнен сравнительный анализ добывающих показателей эксплуатации скважин с БС и БГС, их начальных величин, а также накопленных за прошедший период эксплуатации и динамики в этот период.

Так, для анализа динамики дебитов после ввода скважин построены графики эксплуатации. На рис. 3 приведены типовые для скважин с БС и БГС такие графики.

Как следует из анализа графиков, начальный дебит скважин с БС меньше, чем для скважин с БГС. Однако впоследствии дебиты скважин с БГС снижаются, причем более резко, чем для скважин с использованием БС. Подобная картина отмечена для всех проанализированных скважин.

В связи с этим представляется целесообразным проанализировать и сопоставить и начальные, и накопленные показатели добычи для скважин с

Таблица 1

Сравнительная характеристика технологий строительства

№ п/п	Параметр	Среднее значение для БС				Среднее значение для БГС
		ЗУ (до 49°)*	ЗУ (50–65°)**	ЗУ (66–77°)	ЗУ (77°)***	
1	Длина, м	495,1/506,1	574,5/581,9	612,0	974,5	670,3
2	Продолжительность строительства, сут	25,16/25,58	27,69/28,03	29,71	34,1	54,3
3	Коммерческая скорость, м/ст, мес.	626,4/634,1	761,12/768,6	709,27	927,74	408,1
4	Капитальные вложения, руб.	26 831 182,41/ 26 166 454,98	25 594 672,46/ 25 565 100,23	31 606 748,57	51 458 244,95	28 328 624,96
5	Стоимость 1 м проходки, руб.	57 965,05/ 54 582,82	46 295,24/ 45 542,46	59214,0	52 897,39	42 677,94

Примечание:

\* – в числителе указаны значения с учетом БС с отбором керна (№ 81, 2075), в знаменателе – без них;

\*\* – в числителе указаны значения с учетом БС с отбором керна (№ 150), в знаменателе – без него;

\*\*\* – отнесены мероприятия, выполненные в 2018–2019 гг. (усовершенствованная технология).

Таблица 2

Оценка начальных параметров работы боковых стволов и их изменение за период эксплуатации

Параметр	Значения для БС					Значения для БГС			
	Барановское	Павловское	Улькское	Южно-Павловское	Среднее значение	Барановское	Павловское	Улькское	Среднее значение
Количество БС	1	23	13	12	49	2	3	1	6
$Q_n$ (начальный), т/сут	12,1	11,6	10,3	10,2	10,8	14	14,1	24,8	15,8
$Q_x$ (начальный), т/сут	16,7	14,2	13,1	12,7	13,4	43,5	18,6	26	28,1
Обводненность продукции, %	22,4	19,4	15,3	15,3	17,5	51,5	16,8	4	26,2
$Q_n$ (средний за период эксплуатации), т/сут	9,2	4,4	5,2	3,5	4,5	3,1	4,7	6,4	4,4
$Q_x$ (средний за период эксплуатации), т/сут	19,7	7,6	7,7	5,6	7,3	8,9	6,3	7,4	7,3
накопленная добыча нефти ( $\Sigma Q_n$ ), т	31799,8	13393,6	16005,8	10618,1	13782,6	7886,4	18813,8	27404,4	16603,1
НДН период работы ( $t$ ), мес.	114,9	106,6	101,6	104,3	104,9	86,0	135,7	146,1	120,9
$\Sigma Q_{n/p}$ т/мес.	276,7	125,6	157,5	101,8	131,4	91,7	138,6	187,6	137,4

Таблица 3

Фильтрационные характеристики пластов по данным гидродинамических исследований скважин

Параметр	Значения для БС					Значения для БГС			
	Барановское	Павловское	Улькское	Южно-Павловское	Среднее значение	Барановское	Павловское	Улькское	Среднее значение
Проницаемость УЗП, мкм <sup>2</sup>	0,0765	0,0272	0,0365	0,0223	0,0295	0,1634	0,0198	0,0522	0,0731
Проницаемость ПЗП, мкм <sup>2</sup>	0,1711	0,0476	0,0541	0,043	0,0512	0,4086	0,0329	0,0767	0,1168
Пластовое давление, МПа	13,772	11,457	10,744	9,328	10,861	7,841	11,017	7,741	9,413
Скин-фактор	-5,6	-4,17	-3,83	-4,5	-4,19	-3,75	-4	-4,6	-4,02
Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /сут*МПа	3,55	2,01	3,15	2,25	2,39	5,94	1,94	5,43	3,44

применением БС и БГС, что выполнено в настоящей работе и отражено в табл. 2.

Как следует из данных табл. 2, для скважин с БГС характерны, в среднем, более высокие начальные дебиты.

Для обоснованного сравнения накопленных показателей с учетом различной продолжительности эксплуатации скважин в табл. 2 представлен такой параметр, как отношение накопленной добычи нефти к продолжительности работы скважины.

По сути этот параметр характеризует среднюю добычу нефти за месяц эксплуатации. Применительно к

рассматриваемым скважинам этот параметр принимает примерное одинаковое значение: 137,4 для скважин с БГС и 131,4 – для скважин с БС. Данный вывод ставит под сомнение эффективность строительства боковых стволов с горизонтальным окончанием, так как, очевидно, дебиты скважин с БГС изначально выше, но в дальнейшем они резко снижаются. И, в конечном счете, средняя месячная добыча приблизительно одинакова и для той, или для другой технологии. Вероятнее всего, такое изменение дебитов скважин связано с энергетическим состоянием участков залежи бурения БС. Поэтому представляется

Таблица 4

## Результаты интерпретации КВД

Параметр	№ скважины					
	331		888		733	
Дата ввода БГС	12.05.2009		30.10.2009		31.03.2008	
Факт длина ГС	140		203		34	
Начальный дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	26,0		13,2		35,2	
Дата исследования	15.01.2010	12.04.2018	26.07.2010	23.08.2017	27.06.2009	20.10.2015
Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	20,6	9,0	8,3	4,2	5,5	4,5
Пластовое давление, МПа	7,97	8,18	9,69	2,79	7,36	6,34
Проницаемость УЗП, мкм <sup>2</sup>	0,012	0,007	0,021	0,009	0,024	0,016
Скин-фактор	-4,5	-1,0	-4,1	-3,9	-5,8	-1,4
Работающая длина ГС	140	135	209	202	-	35

Параметр	№ скважины					
	940		1047		2137	
Дата ввода БГС	24.08.2009		08.05.2008		30.06.2009	
Факт длина ГС	90		158		148	
Начальный дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	16,1		26,4		71,9	
Дата исследования	18.01.2010	16.08.2018	24.07.2009	01.04.2017	26.12.2009	12.03.2016
Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	7,7	4,7	14,8	9,0	6,8	11,3
Пластовое давление, МПа	12,63	8,42	11,09	8,17	9,64	3,61
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,026	0,017	0,045	0,019	0,015	0,017
Скин-фактор	-3,0	-3,5	-4,3	-4,6	-6,0	-1,0
Работающая длина ГС	99	96	149	158	145	144

целесообразным дальнейшая проверка данного предварительного вывода.

В ходе выполненного ранее анализа установлено, что для скважин с БС и БГС характерны разные средние начальные дебиты. Поскольку причиной этого может быть не только разная конструкция, но и разные свойства коллектора, в табл. 3 представлены результаты интерпретаций первых после ввода кривых восстановления давления.

Из данных табл. 3 видно, что фильтрационные характеристики у БГС лучше, что также подтверждается большими начальными дебитами по отношению к БС.

Отмеченная ранее динамика дебитов для скважин с БГС, характеризующаяся резким их снижением в начальный период эксплуатации, также требует анализа. Так, можно выделить следующие вероятные причины резкого снижения дебитов по скважинам с БГС:

- 1) уменьшение фильтрационных параметров пласта, в том числе в призабойной зоне;
- 2) снижение работающей длины горизонтального участка ствола;
- 3) снижение энергетика пласта в зоне отбора скважины.

Для выделения наиболее вероятной причины из вышеперечисленных по всем скважинам с БГС привлечены к анализу материалы гидродинамических исследований (первое после ввода БГС и последнее за рассматриваемый период). Материалы исследований специально интерпретированы в ПК ECRIN (модуль SAPHIR), что позволяет оценить работающую длину горизонтальной части ствола и фильтрационные параметры коллектора в зоне дренирования. В качестве примера на рис. 4 приведен диагностический график и результаты обработки первой после ввода кривой восстановления давления (от 15.01.2010) скважины № 331.

Результаты интерпретации по остальным КВД, а также показатели эксплуатации скважин на даты исследований сведены в табл. 4.

Как следует из представленных в табл. 4 данных, практически для всех скважин отмечается примерно постоянная работающая длина горизонтального участка ствола, соответствующая фактическому значению. При этом также следует отметить, что для многих скважин характерно достаточно существенное снижение пластового давления в

процессе эксплуатации. Также в ходе интерпретации практически во всех случаях установлено соответствие графика КВД (см. рис. 4) так называемой модели «двойной пористости», что является признаком естественной трещиноватости коллектора.

Как известно, особенностью трещиноватого коллектора является способность к деформациям пустотного пространства – уменьшению раскрытости трещин при снижении давления. Данная способность негативно влияет на продуктивные характеристики скважин. Очевидно, причиной резкого снижения дебитов скважин с БГС после ввода их в эксплуатацию являются деформации коллектора за счет снижения давления при увеличении отборов.

Таким образом, эффективная работа скважин с БГС возможна при условии поддержания пластового давления на необходимом уровне за счет реализации на объекте разработки эффективной системы заводнения.

### Заключение

1. Строительство БС и БГС имеют существенное различие по капитальным затратам только в случае, если БС будет буриться с применением растворов на водной основе.

2. Начальный дебит БГС превышает БС практически в 1,5 раза, период работы с максимальным дебитом 16 месяцев ( $Q_n = 9,6$  т/сут.) по БГС и 18,4 месяца ( $Q_n = 7,8$  т/сут.) для БС, а при сравнении накопленной добычи нефти к периоду работы БС/БГС эти показатели имеют одинаковые значения.

3. Фильтрационные характеристики БГС лучше, чем у БС, однако это не сильно отражается на конечном результате эксплуатации (объеме добытой нефти).

4. Основной причиной резкого снижения дебитов по скважинам с БГС следует считать уменьшение фильтрационных характеристик коллектора, для которого установлен факт трещиноватости вследствие ухудшения энергетического состояния (уменьшения пластового давления).

5. Основной задачей эффективной эксплуатации скважин с БГС следует считать поддержание пластового давления в зоне ее влияния.

Библиографический список

1. Применение новых технологических решений в области разработки на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» / В.Л. Воеводкин, А.В. Распов, Л.Н. Мужикова, С.А. Кондратьев // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 12. – С. 104–106.
2. Воеводкин В.Л., Окромелидзе Г.В. Развитие технологии строительства боковых стволов на месторождениях Пермского края // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 8. – С. 32–35.
3. Гилязов Р.М. Совершенствование техники и технологии бурения боковых стволов: дисс. ... д-ра техн. наук. – Уфа: УГНТУ, 1999. – 140 с.
4. Хакимзянов И.Н. Опыт эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием на месторождениях Татарстана // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 1. – С. 82–84.
5. Чернышов С.Е., Турбаков М.С., Крысин Н.И. Основные направления повышения эффективности строительства боковых стволов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 8. – С. 98–100.
6. Внедрение технологии горизонтального бурения на карбонатных коллекторах месторождений АО «Зарубежнефть» / Р.Д. Багманов, Г.Д. Федорченко, И.С. Афанасьев, С.П. Аюшинов // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 6. – С. 82–86.
7. Опыт проектирования и строительства многоствольных скважин / Г.В. Окромелидзе, Ю.В. Фефелов, С.В. Сунцов, С.И. Кучевасов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 10. – С. 54–55.
8. Опыт строительства многоствольных скважин / Н.А. Лядова, С.Е. Ильясков, Г.В. Окромелидзе, С.В. Сунцов, С.И. Кучевасов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 3. – С. 58–60.
9. Хилл Д., Ним Э., Элиг-Экономидес К. Бурение боковых стволов из существующих скважин дает новую жизнь старым месторождениям // Нефтяное образование. – 1997. – № 9. – С. 22–27.
10. Чернышов С.Е., Крысин Н.И. Совершенствование технологии строительства дополнительных стволов из ранее пробуренных скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 10. – С. 24–28.
11. Ибатуллин Р.Р. Технологические процессы разработки нефтяных месторождений / ОАО «ВНИИОЭНГ». – М., 2011. – С. 253–256.
12. Опыт бурения боковых стволов в девонских отложениях / Б.А. Растегаев, М.С. Гвоздь, А.В. Ульшин, Э.Р. Сахапова, В.Н. Кошелев // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 3. – С. 23–26.
13. Яраханова Д.Г., Кольчугин А.Н. Применение горизонтальных скважин в неоднородных карбонатных коллекторах на примере черепетских отложений юго-востока Республики Татарстан // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 6. – С. 87–89.
14. Выработка остаточных запасов турнейского объекта разработки Лиственского месторождения / С.В. Выхристюк, К.В. Сафонов, К.В. Кудашов, А.А. Прудников // Научно-технический вестник ОАО «НК «РОСНЕФТЬ». – 2011. – № 24. – С. 26–29.
15. Лядова Н.А., Яковлев Ю.А., Распов А.В. Геология и разработка нефтяных месторождений Пермского края. – М.: ВНИИОЭНГ, 2010. – С. 355.
16. Результаты и перспективы развития геолого-разведочных работ в Пермском крае / С.С. Черепанов, А.Ю. Назаров, Е.В. Пятунина, Н.А. Лядова, И.С. Путилов, С.И. Соловьев // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 12. – С. 84–87.
17. Бурение бокового ствола из скважины малого диаметра / К.А. Мещеряков, С.Е. Ильясков, Г.В. Окромелидзе, В.А. Яценко // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 8. – С. 45–47.
18. Обоснование эффективности бурения боковых стволов с использованием многовариантного геолого-гидродинамического моделирования на основе геолого-промыслового анализа / М.А. Филатов, М.Ю. Рябчевских, А.Ю. Вишняков, М.А. Присяжнюк // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 9. – С. 34–37.
19. Определение критериев выбора скважин-кандидатов для зарезки в них боковых стволов / Е.Н. Устькачкинцев, Р.Я. Хусаенов, Н.В. Макаров, К.М. Минаев, Р.А. Растегаев, А.Р. Мавлиев // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 2. – С. 78–81.
20. Токарева Т.В. Опыт и эффективность бурения, эксплуатации боковых стволов на завершающей стадии разработки нефтяных месторождений // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 2. – С. 457–468.
21. Чернышов С.Е. Совершенствование технологии строительства дополнительных стволов из ранее пробуренных скважин // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 6. – С. 22–24.
22. Щербаков А.А., Турбаков М.С., Дворецкас Р.В. Анализ эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи месторождений пермского Прикамья с трудноизвлекаемыми запасами // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 12. – С. 97–99.
23. Щербаков А.В., Гречин Е.Г., Кузнецов В.Г. Изменение профиля наклонно-направленных скважин с целью последующего бурения бокового ствола // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 7. – С. 92–96.
24. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин / А.С. Повалякин, А.Г. Калинин, К.М. Бастриков, К.М. Солодкий. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2011. – 647 с.
25. Опыт геологического сопровождения бурения скважин с горизонтальным заканчиванием на месторождениях Пермского края / В.Л. Воеводкин, Н.А. Лядова, А.В. Распов, В.А. Барях, А.Ю. Минин // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 8. – С. 27–31.
26. Воеводкин В.Л., Чертенков М.В. Новые технологии в компании «ЛУКОЙЛ»: от простого к сложному // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 8. – С. 62–66.
27. Денисов С.Б., Евдокимов И.В., Сгибова Д.С. Обоснование выбора скважин для проведения геолого-технических мероприятий на основе критериального анализа // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 8. – С. 12–17.
28. Совершенствование разработки малых нефтяных месторождений с высоковязкой нефтью с применением новых технологий (на примере Зюзеевского месторождения) / И.М. Бакиров, Р.Г. Рамазанов, С.В. Насыбуллина, Р.Т. Шакирова, Р.Р. Харитонов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 7. – С. 26–29.
29. Хисамов Р.С. Новые технологии разработки эксплуатации многопластовых месторождений // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 12. – С. 43–45.
30. Альварало В., Манник Э. Методы увеличения нефтеотдачи пластов. Планирование и стратегии применения / пер. с англ. Фалафеева Б.Л. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2011. – 244 с.
31. Распов 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.
32. Юшков И.Р. Опыт применения методов повышения извлечения нефти на месторождениях Пермского края // Научные исследования и инновации. – 2010. – Т. 4, № 1. – С. 44–50.
33. Выбор оптимальной системы разработки для месторождений с низкопроницаемыми коллекторами / В.А. Байков, Р.М. Жданов, Т.И. Муллағалиев, Т.С. Усманов // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 1. – С. 84–100.
34. Борисов Ю.П., Пилотовский В.П., Табаков В.П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами. – М.: «Недра», 1964.
35. Орлов И.Р. Особенности применения технологии разработки горизонтальными скважинами для анизотропных коллекторов с наличием естественной трещиноватости // Нефтяное хозяйство. – 1995. – № 10.
36. Сургучев М.Л., Колганов В.И., Гавура А.В. Извлечение нефти из карбонатных коллекторов. – М.: Недра, 1987.
37. Бурение горизонтальных скважин методом заборки боковых стволов с сложных профиле-проложением через интервал неустойчивых аргиллитов Кошайской свиты на Самолгорском месторождении / А.Б. Харитонов, С. Погорелова, Е.В. Тихонов, С.Л. Сергеев, С. Андриарди // SPE 160672. – 2016.
38. Повышение эффективности довыработки остаточных запасов нефти на завершающей стадии разработки месторождений / Т.Ф. Манапов, А.А. Ручкин, Е.В. Устюгова, А.Н. Леванов // SPE 161968.
39. Tight Oil Field Development Optimization Based on Experience of Canadian Analogs. V.B. Karpov, N.V. Parshin, D.I. Slepstov, Y.A. Golovatskiy, I.A. Ishimov // SPE-182572-MS. – 2016.
40. Wellbore Instability: Causes and Consequences Rudarsko-geology-Neft-sbornik. – Zagreb, 1997.
41. SPE/IADC 148049 Using Integrated Geomechanical Study to Resolve Expiriense Wellbore Instability problem while drilling Through Zubair Shale/Sand Sequence of Kuwait: A Case study. 24–28 October, Oman. Shaikh Abdul Azim, SPE, Pritish Muherjee, SPE, Salh Ali Al-Anezi, Al-Otadi and Badr Al-Saad, Kuwait Oil. – 2021.
42. Nelson R.A. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. – Houston, TX: Gulf Professional Publishing, 2001.
43. Paccaloni G., Tambini M. Advances in Matrix Stimulation Technology // SPE 20623. – 1983.
44. A new set of type curves simplifies well test analysis / D. Bourdet [et al.] // World oil. – 1983. – May. – P. 95–106.
45. Almajidi A.D. Applications of Horizontal Well. – Misan University, 2021. – P. 28.
46. Horne R.N. Modern well test analysis: A computer Aided Approach. – 2nd ed. – Palo Alto, CA: Petroway Inc., 2006.
47. Xu Zhao. New Horizontal Well Completion Technologies and Research Prospects in China // Journal of Physics Conference Series. – 2019. – № 4. DOI: 10.1088/1742-6596/1176/4/042069
48. Best Practices – Direct Emulsion-Based Drilling Solution as a New Approach to Drilling in Mature Fields with Low Reservoir Pressure / S.A. Sokovnin, E.V. Tikhonov, A.B. Kharitonov [et al.] // SPE-176519-MS. – 2015.
49. Practice and understanding of sidetracking horizontal drilling in old wells in Sulige Gas Field, NW China / ZHANG Jinwu, WANG Guoyong, HE Kai, YE Chenglin // PETROL. EXPLOR. DEVELOP. – 2019. – Vol. 46(2). – P. 384–392.
50. Shuang L.I. Parameter optimization and application of sidetracking horizontal wells in low-permeability tight gas reservoir: A case study of Su-S Block in Sulige Gas Field // Unconventional Oil & Gas. – 2017. – Vol. 4(5). – P. 52–56.
51. Guanghui Y.E., Chao ZHANG, Jinyuan LIU. Application method of slim hole slanting device in Sulige gas field // Drilling & Production Technology. – 2017. – Vol. 40(4). – P. 119–121.

52. Water and gas distribution and its controlling factors of large scale tight sand gas: A case study of western Sulige gas field, Ordos Basin, NW China / MENG Dewei, J.I.A. Ailin, J.I. Guang [et al.] // Petroleum Exploration and Development. – 2016. – Vol. 43(4). – P. 607–614, 635.
53. Xiaozhong WEI. Brief talk on sidetrack horizontal well technology in Sulige Gas Field old wells // Drilling & Production Technology. – 2016. – Vol. 39(1). – P. 23–25.

## References

1. 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]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2012, no. 12, pp. 104-106.
2. Voevodkin V.L., Okromelidze G.V. Razvitie tekhnologii stroitel'stva bokovykh stvolov na mestorozhdeniakh Permskogo kraia [The development of the sidetracks construction technology at oil fields in Perm region]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2019, no. 8, pp. 32-35. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-8-32-35
3. Giliazov R.M. Sovershenstvovanie tekhniki i tekhnologii bureniia bokovykh stvolov [Improving the technique and technology of drilling sidetracks]. Doctor's degree dissertation. Ufa: Ufimskii gosudarstvennyi neftianoi tekhnicheskii universitet, 1999, 140 p.
4. Khakimzianov I.N. Opyt ekspluatatsii skvazhin s gorizonta'nym okochaniem na mestorozhdeniakh Tatarstana [Horizontal drilling technologies in Tatarstan]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2012, no. 1, pp. 82-84.
5. Chernyshov S.E., Turbakov M.S., Krysin N.I. Osnovnye napravleniia povysheniia effektivnosti stroitel'stva bokovykh stvolov [The main directions of improving the efficiency of the construction of sidetracks]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2011, no. 8, pp. 98-100.
6. Bagmanov R.D., Fedorchenko G.D., Afanas'ev I.S., Aiushinov S.P. Vnedrenie tekhnologii gorizonta'nogo bureniia na karbonatnykh kollektorakh mestorozhdenii AO "Zarubezhneft" [Challenges of horizontal well drilling technology implementation on carbonate reservoirs in Zarubezhneft JSC]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2016, no. 6, pp. 82-86.
7. Okromelidze G.V., Fefelov Iu.V., Suntsov S.V., Kuchevasov S.I. Opyt proektirovaniia i stroitel'stva mnogostvol'nykh skvazhin [The experience of design and construction of multihole wells]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2011, no. 10, pp. 54-55.
8. Liadova N.A., Il'iasov S.E., Okromelidze G.V., Suntsov S.V., Kuchevasov S.I. Opyt stroitel'stva mnogostvol'nykh skvazhin [The experience of design and construction of a multihole wells]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2014, no. 3, pp. 58-60.
9. Khill D., Nim E., Elig-Ekonomaides K. Burenie bokovykh stvolov iz sushchestvuiushchikh skvazhin daet novuiu zhizn' starym mestorozhdeniim [Drilling sidetracks from existing wells gives new life to old fields]. *Neftianoe obrazovanie*, 1997, no. 9, pp. 22-37.
10. Chernyshov S.E., Krysin N.I. Sovershenstvovanie tekhnologii stroitel'stva dopolnitel'nykh stvolov iz ranee proburenykh skvazhin [Perfection of sidetracking services technology]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2009, no. 10, pp. 24-28.
11. Ibatullin R.R. Tekhnologicheskie protsessy razrabotki neftiannykh mestorozhdenii [Technological processes for the development of oil fields]. Moscow: VNIIOENG, 2011, pp. 253-256.
12. Rastegaev B.A., Gvoz'd' M.S., Ul'shin A.V., Sakhapova E.R., Koshelev V.N. Opyt bureniia bokovykh stvolov v devonskikh otlozheniiah [Sidetrack drilling experience in Devonian deposits]. *Neft'. Gaz. Novosti*, 2016, no. 3, pp. 23-26.
13. Iarakanova D.G., Kol'chugin A.N. Primenenie gorizonta'nnykh skvazhin v neodnorodnykh karbonatnykh kollektorakh na primere cherepetskikh otlozhenii iugo-vostoka Respubliki Tatarstan [The use of horizontal wells in inhomogeneous carbonate reservoirs (Cherepetsky horizon of the southeast of the Tatarstan Republic)]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2016, no. 6, pp. 87-89.
14. Vykhristiuk S.V., Safonov K.V., Kudashov K.V., Prudnikov A.A. Vyrabotka ostatochnykh zapasov turneiskogo ob'ekta razrabotki Listvenskogo mestorozhdeniia [Development of residual reserves of the Tournaisian development facility of the Listvenskoye field]. *Nauchno-tekhnicheskii vestnik OAO "NK "ROSNEFT"*, 2011, no. 24, pp. 26-29.
15. Liadova N.A., Iakovlev Iu.A., Raspopov A.V. Geologiya i razrabotka neftiannykh mestorozhdenii Permskogo kraia [Geology and development of oil fields in the Perm Krai]. Moscow: VNIIOENG, 2010, 355 p.
16. Cherepanov S.S., Nazarov A.Iu., Piatunina E.V., Liadova N.A., Putilov I.S., Solov'ev S.I. Rezul'taty i perspektivy razvitiia geologo-razvedochnykh rabot v Permskom krae [Results and prospects of geological exploration in the Perm region]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2015, no. 12, pp. 84-87.
17. Meshcheriakov K.A., Il'iasov S.E., Okromelidze G.V., Iatsenko V.A. Burenie bokovogo stvola iz skvazhiny malogo diametra [Drilling of the sidetrack from the small diameter well]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2015, no. 8, pp. 45-47.
18. Filatov M.A., Riabchevskikh M.Iu., Vishniakov A.Iu., Prisiazhniuk M.A. Obosnovanie effektivnosti bureniia bokovykh stvolov s ispol'zovaniem mnogovariantnogo geologo-gidrodinamicheskogo modelirovaniia na osnove geologo-promyslovogo analiza [Evaluation of the sidetracks effectiveness using multivariate geological and hydrodynamic modeling based on field-geologic analysis]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2015, no. 9, pp. 34-37.
19. Ust'kachintsev E.N., Khusaenov R.Ia., Makarov N.V., Minaev K.M., Rastegaev R.A., Mavliev A.R. Opredelenie kriteriev vybora skvazhin-kandidatov dlia zarezki v nikh bokovykh stvolov [Effect of cementing mounting quality on selection of wells for sidetrack construction]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no. 2, pp. 78-81.
20. Tokareva T.V. Opyt i effektivnost' bureniia, ekspluatatsii bokovykh stvolov na zavershaiushchei stadii razrabotki neftiannykh mestorozhdenii [Experience and effectiveness of drilling, operation of sidetracks at the final stage of oil field development]. *Neftgazovoe delo*, 2011, no. 2, pp. 457-468.
21. Chernyshov S.E. Sovershenstvovanie tekhnologii stroitel'stva dopolnitel'nykh stvolov iz ranee proburenykh skvazhin [Improvement of sidetracks construction technology]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2010, no. 6, pp. 22-24.
22. Shcherbakov A.A., Turbakov M.S., Dvoret'skas R.V. Analiz effektivnosti primeneniia metodov uvelicheniia nefteodachi mestorozhdenii permskogo Prizam'ia s trudnoizvlekaemymi zapasami [Effectiveness analysis of enhanced oil recovery methods implementation for hard-to-recover oil reserves of Perm Kama region]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2012, no. 12, pp. 97-99.
23. Shcherbakov A.V., Grechin E.G., Kuznetsov V.G. Izmenenie profil'na naklonno-napravlennykh skvazhin s tsel'iu posleduiushchego bureniia bokovogo stvola [Changing the profile of directional wells for the further sidetracking]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2020, no. 7, pp. 92-96. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-7-92-96
24. Povalikhin A.S., Kalinin A.G., Bastrikov K.M., Solodkii K.M. Burenie naklonnykh, gorizonta'nykh i mnogozaboinnykh skvazhin [Drilling of deviated, horizontal and multilateral wells]. Moscow: TsentrLitNefteGaz, 2011, 647 p.
25. Voevodkin V.L., Liadova N.A., Raspopov A.V., Bariakh V.A., Minin A.Iu. Opyt geologicheskogo soprovozhdeniia bureniia skvazhin s gorizonta'nym zakanchivaniem na mestorozhdeniakh Permskogo kraia [Experience in geological monitoring of horizontal wells drilling in the Perm region]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2019, no. 8, pp. 27-31. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-8-27-31
26. Voevodkin V.L., Chertekov 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. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-8-62-66
27. Denisov S.B., Evdokimov I.V., Sgibova D.S. Obosnovanie vybora skvazhin dlia provedeniia geologo-tekhnicheskikh meropriiatii na osnove kriterial'nogo analiza [Rationale for choosing wells for well intervention of mature production fields]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no. 8, pp. 12-17.
28. Bakirov I.M., Ramazanov R.G., Nasybullina S.V., Shakirova R.T., Kharitonov R.R. Sovershenstvovanie razrabotki malyykh neftiannykh mestorozhdenii s vysokoviazkoi nef'tiu s primeneniem novykh tekhnologii (na primere Zyuzeevskogo mestorozhdeniia) [Improvement of development of small-sized fields with high-viscosity oil through application of novel technologies (by example of the Zyuzeevskoye oil field)]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2011, no. 7, pp. 26-29.
29. Khisamov R.S. Novye tekhnologii razrabotki ekspluatatsii mnogoplastovykh mestorozhdenii [New technologies of development and operation of multilayer oilfields]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2008, no. 12, pp. 43-45.
30. Alvarado V., Manrik E. Metody uvelicheniia nefteodachi plastov. Planirovanie i strategii primeneniia [Methods for enhanced oil recovery. Planning and application strategies]. Moscow: OOO "Premium Inzhiniring", 2011, 244 p.
31. Raspopov A.V., Kazantsev A.S., Antonov D.V. Vliianie monitoringa razrabotki na povshenie effektivnosti ekspluatatsii neftiannykh mestorozhdenii Permskogo kraia [The influence of development monitoring on oilfield exploration effectiveness on the Perm territory]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2012, no. 6, pp. 58-61.
32. Iushkov I.R. Opyt primeneniia metodov povysheniia izvlecheniia nef'ti na mestorozhdeniakh Permskogo kraia [Experience in the application of methods for increasing oil recovery in the fields of the Perm region]. *Nauchnye issledovaniia i innovatsii*, 2010, vol. 4, no. 1, pp. 44-50.
33. Baikov V.A., Zhdanov R.M., Mullagaliev T.I., Usmanov T.S. Vybor optimal'noi sistemy razrabotki dlia mestorozhdenii s nizkopronitsaemymi kollektorami [Selecting the optimal system design for the fields with low-permeability reservoirs]. *Neftgazovoe delo*, 2011, no. 1, pp. 84-100.
34. Borisov Iu.P., Pilotovskii V.P., Tabakov V.P. Razrabotka neftiannykh mestorozhdenii gorizonta'nnykh i mnogozaboinnykh skvazhinami [Development of oil fields by horizontal and multilateral wells]. Moscow: Nedra, 1964.
35. Orlov I.R. Osobennosti primeneniia tekhnologii razrabotki gorizonta'nnykh skvazhinami dlia anizotropnykh kollektorov s nalichiem estestvennoi treshchinovatosti [Features of the application of technology for the development of horizontal wells for anisotropic reservoirs with the presence of natural fracturing]. *Neftianoe khoziaistvo*, 1995, no. 10.
36. Surguchev M.L., Kolganov V.I., Gavura A.V. Izvlechenie nef'ti iz karbonatnykh kollektorov [Extraction of oil from carbonate reservoirs]. Moscow: Nedra, 1987.
37. Kharitonov A.B., Pogorelova S., Tikhonov E.V., Sergeev S.L., Andriardi S. Burenie gorizonta'nykh skvazhin metodom zaburki bokovykh stvolov s slozhnykh profil'e-prolozheniem cherez interval neustoiichivykh argillitov Koshaiskoi svity na Samotlorskom mestorozhdenii [Towards Effective Resolution of Borehole Stability Issues in Koshayskaya Suite while Drilling Horizontal Sidetracks in Samotlor]. *SPE 160672*, 2016. DOI: 10.2118/160672-MS

38. Manapov T.F., Ruchkin A.A., Ustiugova E.V., Levanov A.N. Povyshenie effektivnosti dovyrobotki ostatochnykh zapasov nefti na zavershaiushchei stadii razrabotki mestorozhdenii [Improvement of the efficiency of remaining oil reserves recovery at mature field]. *SPE 161968*. SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, October 2012. DOI: 10.2118/161968-MS
39. Karpov V.B., Parshin N.V., Sleptsov D.I., Golovatskiy Y.A., Ishimov I.A. Tight Oil Field Development Optimization Based on Experience of Canadian Analogs. *SPE-182572-MS*, 2016. DOI: 10.2118/182572-MS
40. Wellbore Instability: Causes and Consequences Rudarsko-geology-Neft-sbornik. Zagreb, 1997.
41. SPE/IADC 148049 Using Integrated Geomechanical Study to Resolve Expiriensive Wellbore Instability problem while drilling Through Zubair Shale/Sand Sequence of Kuwait: A Case study. 24-28 October, Oman. Shaikh Abdul Azim, SPE, Pritish Muherjee, SPE, Salh Ali Al-Anezi, Al-Otadi and Badr Al-Saad, Kuwait Oil, 2021.
42. Nelson R.A. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. Houston, TX: Gulf Professional Publishing, 2001.
43. Paccaloni G., Tambini M. Advances in Matrix Stimulation Technology. *SPE 20623*, 1983. J Pet Technol 45 (03): 256–263. DOI: 10.2118/20623-PA
44. Bourdet D. et al. A new set of type curves simplifies well test analysis. *World oil*, 1983, May, pp. 95-106.
45. Almajidi A.D. Applications of Horizontal Well. Misan University, 2021, 28 p.
46. Horne R.N. Modern well test analysis: A computer Aided Approach. 2nd ed. Palo Alto, CA: Petroway Inc., 2006.
47. Xu Zhao. New Horizontal Well Completion Technologies and Research Prospects in China. *Journal of Physics Conference Series*, 2019, no. 4. DOI: 10.1088/1742-6596/1176/4/042069
48. Sokovnin S.A., Tikhonov E.V., Kharitonov A.B. et al. Best Practices – Direct Emulsion-Based Drilling Solution as a New Approach to Drilling in Mature Fields with Low Reservoir Pressure. *SPE-176519-MS*, 2015.
49. ZHANG Jinwu, WANG Guoyong, HE Kai, YE Chenglin. Practice and understanding of sidetracking horizontal drilling in old wells in Sulige Gas Field, NW China. *PETROL. EXPLOR. DEVELOP.*, 2019, vol. 46(2), pp. 384-392. DOI: 10.1016/S1876-3804(19)60018-2
50. Shuang L.L. Parameter optimization and application of sidetracking horizontal wells in low-permeability tight gas reservoir: A case study of Su-S Block in Sulige Gas Field. *Unconventional Oil & Gas*, 2017, vol. 4(5), pp. 52-56.
51. Guanghui Y.E., Chao ZHANG, Jinyuan LIU. Application method of slim hole slanting device in Sulige gas field. *Drilling & Production Technology*, 2017, vol. 40(4), pp. 119-121.
52. Dewei MENG, J Ailin I.A., Guang J.I. et al. Water and gas distribution and its controlling factors of large scale tight sand gas: A case study of western Sulige gas field, Ordos Basin, NW China. *Petroleum Exploration and Development*, 2016, vol. 43(4), pp. 607-614, 635.
53. Xiaozhong WEI. Brief talk on sidetrack horizontal well technology in Sulige Gas Field old wells. *Drilling & Production Technology*, 2016, vol. 39(1), pp. 23, p. 25.

Финансирование. Исследование не имело спонсорской поддержки.  
 Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.  
 Вклад авторов равноценен.