

Опыт и перспективы строительства на месторождениях Западной Сибири скважин с уменьшенным диаметром эксплуатационной колонны

Мазур Г.В.¹, Абдрахманов Р.Р.¹, Шаляпина А.Д.^{1,2}, Бакиров Д.Л.¹, Волокитин Д.Н.¹, Шляпчинский А.В.¹, Фаттахов М.М.^{1,2}

¹ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия; ²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
adelya.shalyapina@lukoil.com

Аннотация

В статье приведены результаты анализа мирового и отечественного опыта строительства скважин малого диаметра, в том числе на месторождениях ведущих нефтегазовых компаний, а также перспективы развития данного направления в Западно-Сибирском регионе. Отмечено, что при бурении скважин малого диаметра по сравнению с бурением скважин традиционной конструкции сокращаются объем выбуренной породы, расход бурового и тампонажного растворов, металлоемкость конструкции. Представлены результаты расчетов по пяти конструкциям скважин с уменьшенным диаметром обсадных колонн, и определены наиболее оптимальные с учетом подбора соответствующего внутрискважинного оборудования и изменения расходов в процессе их эксплуатации.

Материалы и методы

Дедуктивный и индуктивный методы, методы математического анализа, методы математического моделирования процесса строительства скважин с уменьшенным диаметром эксплуатационной колонны.

Ключевые слова

строительство скважины малого диаметра, скважина малого диаметра, скважина с уменьшенными диаметрами колонн, уменьшение металлоемкости строительства скважин, сокращение объема буровых растворов, сокращение объема тампонажных растворов, уменьшение стоимости строительства скважин, оптимизация конструкции скважин, внутрискважинное оборудование для скважин малого диаметра

Для цитирования

Мазур Г.В., Абдрахманов Р.Р., Шаляпина А.Д., Бакиров Д.Л., Волокитин Д.Н., Шляпчинский А.В., Фаттахов М.М. Опыт и перспективы строительства на месторождениях Западной Сибири скважин с уменьшенным диаметром эксплуатационной колонны // Экспозиция Нефть Газ. 2025. № 7. С. 107–111. DOI: 10.24412/2076-6785-2025-7-107-111

Поступила в редакцию: 19.11.2025

OIL PRODUCTION

UDC 622.24.082 | Original Paper

Experience and prospects of building small-diameter wells in Western Siberia

Mazur G.V.¹, Abdrakhmanov R.R.¹, Shalyapina A.D.^{1,2}, Bakirov D.L.¹, Volokitin D.N.¹, Shlyapchinsky A.V.¹, Fattahov M.M.^{1,2}

¹“LUKOIL-Engineering” LLC, Moscow, Russia; ²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
adelya.shalyapina@lukoil.com

Abstract

The article presents the results of an analysis of the global and domestic experience in the construction of small-diameter wells, including in the fields of leading oil and gas companies, including “LUKOIL-Perm” LLC and “LUKOIL-West Siberia” LLC, as well as the prospects for the development of this area in the West Siberian region. It is noted that when drilling small-diameter wells, compared with drilling wells of a traditional design, the volume of drilled rock, the consumption of drilling and grouting solutions, and the metal consumption of the structure are reduced. The results of calculations for five well designs with a reduced casing diameter are presented and the most optimal ones are determined, taking into account the selection of appropriate downhole equipment and cost changes during their operation.

Materials and methods

Deductive and inductive method, methods of mathematical analysis, methods of mathematical modeling of the process of building small-diameter wells.

Keywords

construction of a small-diameter well, a small-diameter well, a well with reduced column diameters, reducing the metal consumption of well construction, reducing the volume of drilling fluids, reducing the volume of grouting solutions, reducing the cost of well construction, optimizing the design of wells, downhole equipment for small-diameter wells

For citation

Mazur G.V., Abdrakhmanov R.R., Shalyapina A.D., Bakirov D.L., Volokitin D.N., Shlyapchinsky A.V., Fattahov M.M. Experience and prospects of building small-diameter wells in Western Siberia. Exposition Oil Gas, 2025, issue 7, P. 107–111. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2025-7-107-111

Received: 19.11.2025

Введение

Уменьшение диаметров обсадных колонн — одно из направлений повышения эффективности разработки месторождений посредством сокращения капитальных затрат нефтегазовых компаний при строительстве скважин без потери их добывающих характеристик [1–10]. Подобная оптимизация конструкции скважины влечет снижение металлоемкости, потребного объема буровых промысловых жидкостей и тампонажных растворов, сокращение объема отходов бурения и, как следствие, уменьшение подготовительных работ по отсыпке кустовой площадки за счет снижения размеров шламового амбара.

Традиционная конструкция наклонно-направленных скважин в регионе — это направление диаметром 324 мм, кондуктор — 245 мм, эксплуатационная колонна — 146 мм. В горизонтальном бурении используются эксплуатационная колонна диаметром 168–178 мм и хвостовик 114 мм либо применяются колонны монодиаметра 146 мм, обсаживающие транспортную и горизонтальную секции в наклонно-направленных скважинах с горизонтальным окончанием. Данные факторы обуславливают необходимость применения буровых установок повышенной грузоподъемности, а глубинно-насосное оборудование в основной массе представлено линейкой электроцентробежных насосов (ЭЦН).

Актуальность рассмотрения вариантов конструкций скважин уменьшенного (малого) диаметра (СМД) обусловлена существенным ростом стоимости используемых материалов. Так, например, изменение стоимости обсадной трубы в последние годы составило 35–45 %, бурового раствора — 50–80 %, а по некоторым импортным материалам и реагентам, в связи с изменением логистических затрат, —кратно. При этом общеотраслевым трендом является увеличение на традиционно разбуриваемых месторождениях доли запасов углеводородов, экономически нерентабельных для разбуривания в перспективе при подобных сценарных условиях. Применение решений, обеспечивающих снижение капитальных затрат, таких как переход на СМД,

может повысить эффективность таких участков (объектов, залежей).

Анализ международного опыта строительства СМД показал, что на ряде североамериканских проектов отмечено снижение до 3 % стоимости скважин [1, 2]. Так, в одном из проектов в Канаде построено 16 СМД с диаметрами обсадных колонн 89–114 мм и обеспечена экономия капитальных затрат в 18 % [3]. Там же в 2024 году пробурили СМД с длиной по стволу от 3 050 до 3 500 м. При этом общая металлоемкость скважин снизилась на 35 %, количество тампонажного раствора — на 37 % [4]. Аналогичный опыт по бурению СМД имеется и в Европе. Так, в Северном море на месторождении, находящемся на позднем этапе разработки, построены скважины малого диаметра без потерь времени [5]. На Ближнем Востоке в ОАЭ пробурены СМД с горизонтальным окончанием с диаметром эксплуатационной колонны 114 мм и диаметром открытого ствола 156 мм. При этом снижение общей стоимости строительства скважин составило 2 % [6]. В Китае начиная с 1990-х годов ведутся работы по строительству СМД диаметром 89–114 мм на месторождениях сланцевого газа [7].

В отечественной практике идея строительства СМД возникла в 1960-х годах, но ее реализация была отложена в связи с отсутствием на тот момент эффективных технико-технологических решений наклонно-направленного бурения скважин с уменьшенными диаметрами, а также соответствующего внутрискважинного оборудования. Бурение СМД, первоначально проводившееся на территории Башкортостана и Краснодарского края, было приостановлено в связи с активной разработкой месторождений Западной Сибири. С учетом накопленного опыта резки боковых стволов и бурения горизонтальных скважин с применением малогабаритных компоновок низа буровой колонны (КНБК) за последние 25 лет такие компании, как ПАО «Татнефть», АО «РИТЭК», ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» и др., опробовали и тиражировали строительство СМД на месторождениях Волго-Уральской нефтегазовой провинции и месторождений Пермского края [8–10]. Помимо этого,

успешный опыт строительства СМД имеется на территории Оренбургской и Самарской областей, Самотлорского и Мыхлорского месторождений [11 и др.].

В Пермском крае технология строительства СМД внедряется с 2010-х годов. Конструкция традиционных скважин и СМД Гондыевского, Южинского, Осинского месторождений Пермского края, пробуренных на каширские, верейские и башкирские отложения, приведена на рисунке 1. По результатам тиражирования технологии пробурено свыше 800 СМД, получено сокращение стоимости скважин на 25 % [9].

Специфика внедрения СМД на месторождениях Волго-Уральской нефтегазовой провинции заключается в следующих особенностях, обеспечивающих успешность тиражирования данной технологии:

- в меньших по сравнению с Западной Сибирью глубинах залегания продуктивных пластов (глубина строящихся СМД обычно не превышает 1 500 м по вертикали);
- основной фонд — это наклонно-направленные скважины, что не требует применения буровых установок повышенной грузоподъемности;
- глубинно-насосное оборудование в большинстве случаев представлено штанговыми глубинными насосами (ШГН) или их аналогами, обеспечивающими эффективность добычи в неглубоких и невысокодебитных СМД.

В Западной Сибири глубина разбуриваемых объектов достигает по вертикали 3 000 м и более, а объем горизонтального бурения составляет более 40–50 %, т.е. при кустовом методе разбуривания на одной кустовой площадке размещаются и наклонно-направленные, и горизонтальные скважины, как разной конструкции и назначения (водозаборные, нагнетательные, добывающие), так и для разработки запасов углеводородов из различных объектов разработки. С учетом изложенных особенностей и изменяющихся сценарных условий выполнена оценка потенциала строительства скважин малого диаметра на месторождениях Западной Сибири.

В 2017 г. ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» выполнено технико-экономическое

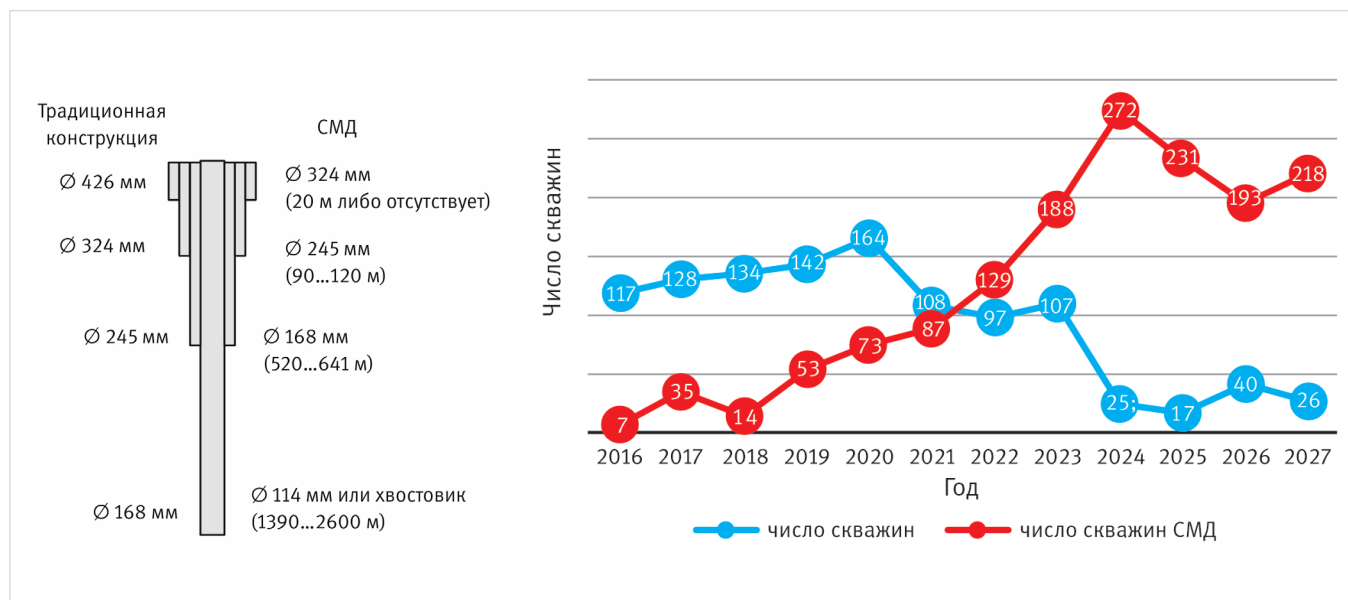


Рис. 1. Конструкция и объемы бурения скважин малого диаметра на месторождениях Пермского края
Fig. 1. Design and drilling volumes of small diameter wells in the fields of the Perm Krai

обоснование технологии строительства СМД на месторождениях Западной Сибири. По итоговой оценке была подобрана оптимальная конструкция, разработана проектная документация и проведены опытно-промышленные работы [11]. Оптимизированная конструкция наклонно-направленной СМД предусматривала: направление диаметром 245 мм, кондуктор — 178 мм и эксплуатационная колонна — 114 мм.

Бурение СМД велось на целевые пласты группы Т и Ю, залегающие на глубине 2 045–2 370 м по вертикали. На двух кустовых площадках было пробурено 9 скважин как с использованием мобильного, так и эшелонного типов буровых установок, а также 102 мм бурильного инструмента при бурении под эксплуатационный ствол. В ходе реализации ОПР в 2018–2019 гг. все скважины доведены до проектного забоя и построены с предлагаемой конструкцией, при этом максимальный забой составил 2 576 м, а максимальный зенитный угол достигал 42°. В процессе реализации ОПР достигнуты механические скорости бурения, сопоставимые со скважинами традиционной конструкции. Шесть из девяти скважин были пробурены с мобильной буровой установки (грузоподъемность 125 т), три

скважины проведены с эшелонной буровой установки (грузоподъемность 200 т). При применении эшелонной установки получены коммерческие скорости, превышающие показатели по традиционной конструкции. При освоении всех скважин выполнены 1–2 гидроразрыва пластов. По результатам оценки ОПР были сформированы рекомендации для повышения эффективности технологии и определены критерии по подбору скважин-кандидатов для бурения СМД.

В связи с существенным увеличением в 2022–2024 гг. стоимости материалов, оборудования и реагентов, используемых при строительстве скважин, нами выполнена технико-экономическая оценка по оптимизации конструкций наклонно-направленных скважин для объектов разработки месторождений Среднего Приобья (Сургутского и Вартовского свода — на группы пластов Б, Ач, Ю). Отличием данного района от Шаимского является большая глубина залегания целевых пластов (до 2 900 м). В рамках данной задачи были рассмотрены 7 типов конструкций, из них 2 (с колонной и хвостовиком диаметрами 102 мм) на этапе проработки были отклонены по причине их несоответствия требованиям по бурильному инструменту и КНБК (обеспечение использования

стандартного парка оборудования, применимого как для бурения наклонно-направленных скважин, так и наклонно-направленных скважин с горизонтальным окончанием в рамках одной кустовой площадки).

Таким образом, рассмотрены 5 основных видов конструкций наклонно-направленных скважин с диаметрами колонн 114–140 мм (рис. 2). Расчеты выполнялись применительно к пласту ЮВ на проектную глубину 3 261 м по стволу и смещением 1 200 м. При расчете продолжительности строительства учитывались изменения перечня и последовательности технологических операций и механической скорости проходки. Также по результатам расчетов определены объемы уменьшения используемых материалов по каждому виду конструкций и, соответственно, их экономическая оценка (снижение затрат относительно базовой конструкции приведено на рисунке 2).

В связи с изменением внутреннего диаметра колонн выполнены подбор глубинного насосного оборудования (ГНО) и оценка соответствующего изменения эксплуатационных затрат, учитывая стоимость проката электроцентробежных насосов, расходы на электроэнергию, изменение периодич-

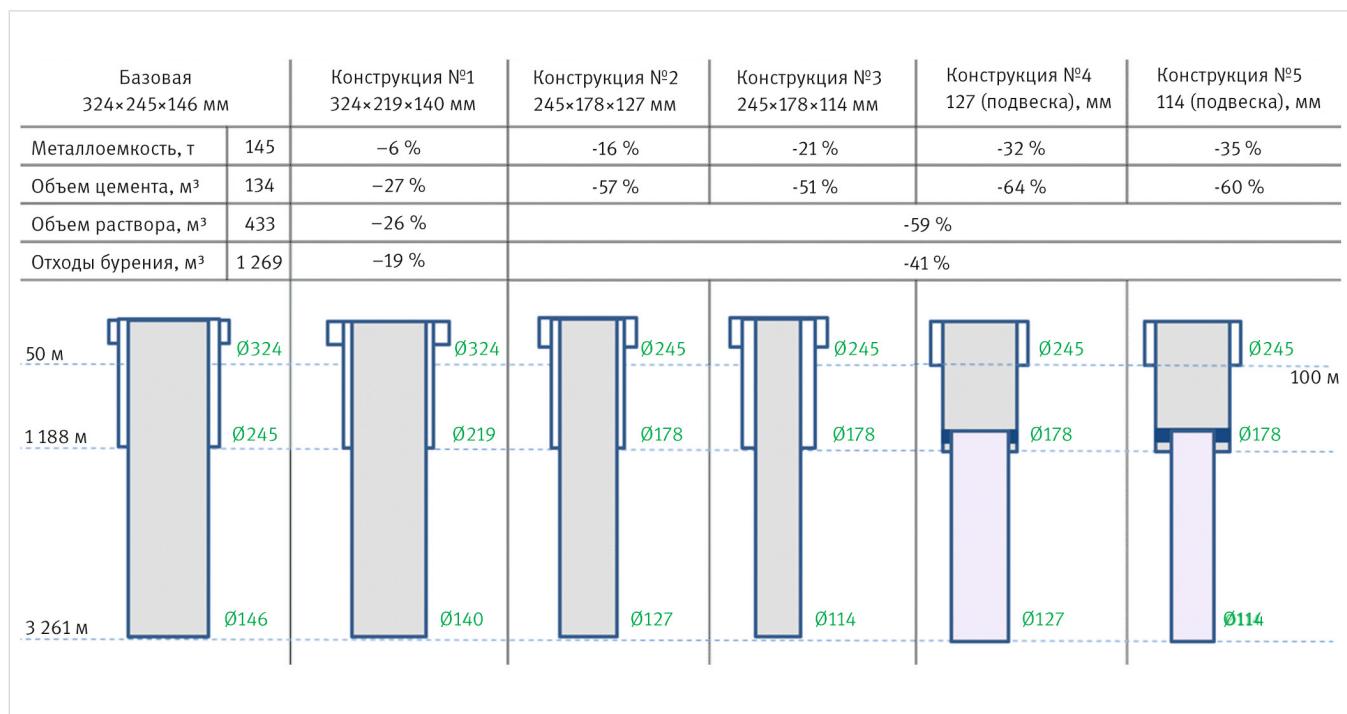


Рис. 2. Варианты оптимизированных конструкций наклонно-направленных скважин малого диаметра и их экономическая оценка
Fig. 2. Variants of optimized designs for small-diameter directional wells and their economic assessment

Табл. 1. Сводная информация по подбору глубинного насосного оборудования
Tab. 1. Summary information on the selection of downhole pumping equipment

Оборудование	УЭЦН 5	УЭЦН 4	УЭЦН 2А
Диаметр эксплуатационной колонны, мм	140 (внутренний 124)	127 (внутренний 113)	114 (внутренний 100)
Максимальный диаметр ГНО, мм	113	105	95
Диаметр НКТ, мм	73	73	73/60
Затраты на эксплуатацию добывающей скважины (прокат ГНО, эл/энергия, ТРС, износ НКТ), %	соответствует базовому варианту	+ 4,6 % от базового варианта	+ 15,3 % от базового варианта

Табл. 2. Экономический эффект от строительства скважин малого диаметра
Tab. 2. Economic effect of drilling small diameter wells

№ варианта	Конструкция, мм	Экономия при подготовке кустовой площадки, %	Экономия по СМД, %	Доп. расходы на эксплуатацию ГНО за 1 год, %	Экономический эффект, %	
					Добывающая скважина на 15 лет	Нагнетательная скважина
1	324×219×140	-0,6	-4,4	0,0	-5,0	-5,0
2	245×178×127	-1,3	+0,1	+4,6	+1,7	-1,2
3	245×178×114	-1,3	-1,7	+15,3	+2,0	-3,1
4	245×178×127 (хв.)	-1,3	-3,6	+4,6	-1,9	-4,9
5	245×178×114 (хв.)	-1,3	-4,9	+15,3	-1,2	-6,3

ности текущего ремонта скважин (ТРС) в зависимости от наработки на отказ и изменение стоимости и износа насосно-компрессорных труб (НКТ). Результаты оценки приведены в таблице 1.

Для варианта оптимизации № 1 для добывающих скважин с эксплуатационной колонной 140 мм возможно применение УЭЦН 5. В этом случае изменение стоимости эксплуатации не происходит. При снижении диаметра колон по вариантам № 2–5 в добывающих скважинах уменьшается и типоразмер ГНО, при этом их эксплуатация дороже на 4,6–15,3 % соответственно для УЭЦН 4 и УЭЦН 2А. Для нагнетательных скважин по вариантам № 3 и № 5 затраты на эксплуатацию будут ниже на 2,3 % относительно базовой конструкции за счет применения лифта НКТ меньшего диаметра.

Дополнительно рассчитаны:

- изменения физических объемов шламового амбара и кустовой площадки вследствие уменьшения отходов бурения и их стоимостной оценки в среднем на одну скважину (удешевление на одну скважину для конструкции по варианту № 1 составляет 0,6 % и 1,3 % для вариантов № 2–5);
 - по каждой конструкции были определены возможные риски, связанные с бурением, креплением и последующей эксплуатацией, а также наличие материалов, оборудования и инструмента как в сервисных организациях, так и в промышленном производстве.
- В расчете не учтены издержки, связанные с эксплуатацией скважин уменьшенного диаметра (в т.ч. монодиаметральных). Сводная информация по экономическому эффекту при переходе на рассматриваемые конструкции приведена в таблице 2.

Итоги

Из результатов расчетов следует:

- Для добывающих скважин наиболее оптимальная конструкция по варианту № 1 скондуктором диаметром 219 мм и эксплуатационной колонной диаметром 140 мм. Ожидаемая экономия составляет до 5 % от стоимости скважины по традиционному варианту без значительного изменения в части спуска и эксплуатации

глубинного насосного оборудования.

- Для нагнетательных скважин наиболее эффективной является конструкция по варианту № 5 с потенциалом снижения стоимости на 6,3 %.

Выводы

В современных условиях выработку запасов на традиционно разбуриваемых месторождениях возможно осуществить повышением эффективности строительства скважин, что является одной из приоритетных задач, требующей системной работы и тиражирования лучшего отраслевого опыта. Одним из таких решений является строительство скважин с уменьшенным диаметром эксплуатационной колонны, что, как показал анализ мирового и отечественного опытов, является перспективным направлением. Для практического подтверждения результатов технико-экономической оценки в текущий момент разработана проектная документация и планируется проведение опытно-промышленных работ по строительству скважин на месторождениях Западной Сибири по выбранным конструкциям. Результаты промысловой апробации будут представлены в последующих работах.

Литература

1. Mackenzie K.M., Ussher G.N.H., Libbey R.B., Quinlivan P.F., Dacanay J.U., Vogie I. Use of deep slimhole drilling for geothermal exploration. Proceedings The 5th Indonesia International Geothermal Convention & Exhibition (IIGCE) 2017 2–4 August 2017, Cendrawasih Hall – Jakarta Convention Center, Indonesia. (In Eng).
2. Shook R.A., Dech J.A., Maure W.C. et al. Slim-hole drilling and completion barriers. Final report. GRI-95/0182. For Gas Research Institute, contract № 5093-222-2603, 1995, 338 p. (In Eng).
3. Slim-Hole Technology (1995–1998). Project to develop and evaluate coiled-tubing and slim-hole technology. DEA-67, Phase 1. MAURER ENGINEERING JNC, 1998. (In Eng).
4. Lulin Kong, Haige Wang, Longlian Cui, Xiangguo Zhao, LiangYu Rao, Shupin Zhang. Drilling optimization for ultra-long

slim hole horizontal wells in duvernay shale project, Canada. Journal of Physics: Conference Series, 2024, Vol. 2834, 012085. (In Eng).

5. Kuyken C., K. van der Plas, Frederiks K., Williams M., Cockburn C. Developing and using slimhole rotary steerable systems in the North Sea changing the economics of mature asset drilling. SPE Offshore Europe Oil and Gas Exhibition and Conference, Aberdeen, United Kingdom, September 2003, SPE-83948-MS. (In Eng).
6. Schumacker E.D., Vogelsberg Ph. Reducing horizontal hole size from 8,5 to 6,75 reduces unconventional well construction cost by 25 %. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, November 2018, SPE-192953-MS. (In Eng).
7. Hongwei Li. Page S.C., Wang Zhenghu, Knight J.H. Flexible 3,5in. O.D. MWD system enhances short radius, horizontal drilling applications in shengli oilfield, China. SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, Beijing, China, November 1998, SPE-48862-MS. (In Eng).
8. Тахавудинов Ш.Ф., Хисамов Р.С., Нуриев И.А. и др. Скважины малого диаметра: опыт бурения и эксплуатации, перспективы развития // Нефтяное хозяйство. 2009. № 7. С. 23–25.
9. Воеводкин В.Л., Лядова Н.А., Окроелидзе Г.В. и др. Опыт и перспективы строительства скважин малого диаметра на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» // Нефтяное хозяйство. 2018. № 12. С. 98–102.
10. Мещеряков К.А., Ильясов С.Е., Окроелидзе Г.В., Яценко В.А. Бурение бокового ствола из скважины малого диаметра // Нефтяное хозяйство. 2015. № 8. С. 45–47.
11. Бакиров Д.Л., Бабушкин Э.В., Бурдыга В.А. и др. Снижаем затраты — бурим малым диаметром // Нефтепромысловое дело. 2019. № 12. С. 67–70.

Results

It follows from the calculation results:

- For producing wells, the most optimal design according to option № 1 is with a conductor with a diameter of 219 mm and a production column with a diameter of 140 mm. The expected savings are up to 5 % of the cost of the well according to the traditional option without significant changes in terms of launching and operating the deep pumping equipment.
- For injection wells, the design according to option № 5 is the most effective, with the potential to reduce cost by 6,3 %.

References

1. Mackenzie K.M., Ussher G.N.H., Libbey R.B., Quinlivan P.F., Dacanay J.U., Bogie I. Use of deep slimhole drilling for geothermal exploration. Proceedings The 5th Indonesia International Geothermal Convention & Exhibition (IIGCE) 2017 2–4 August 2017, Cendrawasih Hall – Jakarta Convention Center, Indonesia. (In Eng).
2. Shook R.A., Dech J.A., Maure W.C. et al. Slim-hole drilling and completion barriers. Final report. GRI-95/0182. For Gas Research Institute, contract № 5093-222-2603, 1995, 338 p. (In Eng).
3. Slim-Hole Technology (1995–1998). Project to develop and evaluate coiled-tubing and slim-hole technology. DEA-67, Phase 1. MAURER ENGINEERING JNC, 1998. (In Eng).
4. Lulin Kong, Haige Wang, Longlian Cui, Xiangguo Zhao, LiangYu Rao, Shupin Zhang. Drilling optimization for ultra-long slim hole

horizontal wells in duvernay shale project, Canada. Journal of Physics: Conference Series, 2024, Vol. 2834, 012085. (In Eng).

5. Kuyken C., K. van der Plas, Frederiks K., Williams M., Cockburn C. Developing and using slimhole rotary steerable systems in the North Sea changing the economics of mature asset drilling. SPE Offshore Europe Oil and Gas Exhibition and Conference, Aberdeen, United Kingdom, September 2003, SPE-83948-MS. (In Eng).
6. Schumacker E.D., Vogelsberg Ph. Reducing horizontal hole size from 8,5 to 6,75 reduces unconventional well construction cost by 25 %. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, November 2018, SPE-192953-MS. (In Eng).
7. Hongwei Li, Page S.C., Wang Zhenghu, Knight J.H. Flexible 3,5in. O.D. MWD system enhances short radius, horizontal drilling applications in shengli oilfield, China.

SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, Beijing, China, November 1998, SPE-48862-MS. (In Eng).

8. Takhautdinov Sh.F., Khisamov R.S., Nuriev I.A. et al. Slimholes drilling and production: lessons learned and perspectives. Oil industry, 2009, issue 7, P. 23–25. (In Russ).
9. Voevodkin V.L., Lyadova N.A., Okromelidze G.V. Experience and prospects of slim hole construction on LUKOIL-PERM oilfields. Oil industry, 2018, issue 12, P. 98–102. (In Russ).
10. Meshcheryakov K.A., Iljasov S.E., Okromelidze G.V., Yacenko V.A. Drilling of the sidetrack from the small diameter well. Oil industry, 2015, issue 8, P. 45–47. (In Russ).
11. Bakirov D.L., Babushkin E.V., Burdyga V.A. Reduce costs – drill with a small diameter. Oilfield engineering, 2019, issue 12, P. 67–70. (In Russ).

Conclusions

In modern conditions, it is possible to develop reserves in traditionally drilled fields by increasing the efficiency of well construction, which is one of the priorities requiring systematic work and replication of the best industry experience. One of these solutions is the construction of wells with a reduced diameter of the production column, which, as shown by the analysis of global and domestic experiments, is a promising area. For practical confirmation of the results of the technical and economic assessment, design documentation has been developed at the moment and pilot work is planned on the construction of wells in the fields of Western Siberia according to the selected designs. The results of the field testing will be presented in subsequent papers.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Мазур Галим Владимирович, руководитель проекта (строительство скважин, Западно-Сибирский регион), ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия

Абдрахманов Руслан Рафикович, главный инженер проекта Управления проектирования строительства скважин ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия

Шалыпина Аделя Данияровна, к.т.н., инженер 2-й категории Управления проектирования строительства скважин, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия; доцент ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия
Для контактов: adelya.shalyapina@lukoil.com

Бакиров Данияр Лябипович, к.т.н., заместитель генерального директора по научной работе в области строительства скважин, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия

Волокитин Денис Николаевич, руководитель направления Управления проектирования строительства скважин, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия

Шляпчинский Александр Владимирович, ведущий инженер Управления техники и технологии добычи нефти и газа по Западно-Сибирскому региону, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия

Фаттахов Марсель Масалимович, к.т.н., начальник Управления технологии строительства скважин, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия

Mazur Galim Vladimirovich, project manager (well Construction, West Siberian region), “LUKOIL-Engineering” LLC, Moscow, Russia

Abdrakhmanov Ruslan Rafikovich, chief engineer of the project of the design Department of well construction, “LUKOIL-Engineering” LLC, Moscow, Russia

Shalyapina Adelya Daniyarovna, ph.d. of engineering sciences, engineer of the 2nd category of the design department of well construction, “LUKOIL-Engineering” LLC, Moscow, Russia; associate professor, Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia
Corresponding author: adelya.shalyapina@lukoil.com

Bakirov Daniyar Lyabipovich, ph.d. of engineering sciences, deputy general director for scientific research in the field of well construction, “LUKOIL-Engineering” LLC, Moscow, Russia

Volokitin Denis Nikolaevich, head of the well design department, “LUKOIL-Engineering” LLC, Moscow, Russia

Shlyapchinsky Aleksandr Vladimirovich, leading engineer of the oil and gas production engineering and technology department for the West Siberian region, “LUKOIL-Engineering” LLC, Moscow, Russia

Fattakhov Marsel Masalimovich, ph.d. of engineering sciences, head of the well construction technology department, “LUKOIL-Engineering” LLC, Moscow, Russia