

Обоснование оптимального типа профиля заканчивания скважин на основе ретроспективной оценки технико-экономических показателей эксплуатации

Р.А. Зайцев¹, Д.А. Мартюшев^{2*}

¹ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, Пермь, Россия

²Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия

На сегодняшний день накоплен значительный зарубежный и отечественный опыт строительства и эксплуатации горизонтальных, многоствольных и многозабойных скважин в различных горно-геологических условиях. Несмотря на то, что горизонтальные скважины имеют много преимуществ, значительные капиталовложения, необходимые для бурения и заканчивания скважин, являются сдерживающими факторами. В связи с этим крайне важным становится принятие решения о выборе оптимального профиля скважины в конкретных геолого-физических условиях. Актуальность работы также подтверждается тем, что на некоторых объектах разработки отмечается снижение дебита нефти горизонтальных скважин до уровня наклонно-направленных в начальный период эксплуатации. Рассматриваемые в работе нефтяные месторождения Пермского края, эксплуатирующиеся горизонтальными скважинами, характеризуются существенным различием фильтрационно-емкостных свойств и объединены в несколько групп: «северную» (С) и две «южных» (Ю₁ и Ю₂). Основным параметром при выделении групп является коэффициент подвижности нефти. Выполненная в статье поскважинная технико-экономическая оценка, основанная на фактических значениях добычи за многолетний период, позволила выявить оптимальный профиль скважины в зависимости от геолого-физических характеристик коллектора. Объединив основные геологические характеристики залежей с экономической оценкой, построены зависимости чистого дисконтированного дохода от гидропроводности пласта, позволяющие рекомендовать тип профиля скважины в конкретных геолого-физических условиях. Также в работе для разнообразных геолого-физических условий определено значение минимально рентабельной добычи нефти для различного профиля скважин. Таким образом, в работе создана основа, необходимая для определения типа профиля скважин при планировании эксплуатационного бурения.

Ключевые слова: горизонтальные скважины, карбонатный коллектор, технико-экономическая оценка, проницаемость пласта, гидропроводность, профиль скважины, накопленная добыча нефти

Для цитирования: Зайцев Р.А., Мартюшев Д.А. (2023). Обоснование оптимального типа профиля заканчивания скважин на основе ретроспективной оценки технико-экономических показателей эксплуатации. *Георесурсы*, 25(1), с. 119–129. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.12>

1. Введение

В настоящее время при проектировании разработки месторождений углеводородного сырья приоритетом является достижение максимально возможного и экономически рентабельного коэффициента извлечения нефти (КИН). Мировая статистика показывает, что большинство нефтяных месторождений находятся на заключительной стадии разработки или близкой к ней, что свидетельствует о важности поиска новых способов увеличения нефтеотдачи (Ibrahem et al., 2021). Эффективный способ, который используется на значительном количестве «зрелых» нефтяных месторождений, – это бурение горизонтальных скважин (ГС). Эксплуатация ГС в большинстве случаев повышает КИН за счет увеличения площади контакта с нефтяным пластом, более равномерном стягивании контура нефтеносности, большими значениями производительности и др. (Foroud et al., 2012; Таипова и др., 2017; Якупов

и др., 2019; Hazbeh et al., 2021; Mohammadian et al., 2022). Несмотря на то, что горизонтальные скважины имеют много преимуществ, значительные капиталовложения, необходимые для бурения и заканчивания скважин, являются сдерживающими факторами (Hu et al., 2023). Таким образом, очень важно изучить возможность и особенности бурения ГС в различных геолого-физических условиях (Киселев и др., 2015; Тарасов и др., 2017; Бергенов и др., 2020; Lifeng et al., 2020; Nazari, Hajizadeh, 2023). Несмотря на то, что в настоящее время накоплен значительный опыт строительства и эксплуатации горизонтальных, многоствольных и многозабойных скважин вопрос обоснованного выбора типа скважин, которые должны соответствовать конкретным геологическим, технологическим, техническим и экономическим факторам, остается изученным не до конца. Настоящая статья посвящена повышению эффективности разработки низкопродуктивных карбонатных объектов нефтяных месторождений Пермского края путем определения оптимального профиля скважин в конкретных геолого-физических условиях на основе их ретроспективной оценки технико-экономических показателей эксплуатации.

В течение последних десятилетий на эту тему проводились исследования как зарубежных, так и отечественных

* Ответственный автор: Дмитрий Александрович Мартюшев
e-mail: martyushevdi@inbox.ru

© 2023 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

ученых. Гуо и Эванс (1993) разработали экономическую модель для оценки возможности бурения ГС в карбонатных коллекторах с естественной трещиноватостью. Aanonsen и др. (1995) предложили метод оптимизации размещения скважин с учетом геологических неопределенностей. Wagenhofer и Hatzignatiou (1996) попытались оптимизировать глубину горизонтальной скважины, используя концепцию конуса воды и газа, разработав суррогатную модель для использования вместо исходного симулятора. Биттенкур (1997) и Йетен и др. (2002) представили гибридный алгоритм для получения наилучшего плана разработки нефтяного месторождения. Концепция карты качества, которая представляет собой двумерное представление характеристик коллектора, введена Крузом и др. (1999). Dejean и Blanc (1999) применили методологию поверхности отклика (RSM) и форму квадратичной модели для оптимизации местоположения ГС. Guyaguler (2003) создал гибридный генетический алгоритм, объединив нейронные сети, прокси Кригинга, алгоритм многогранников и динамический симулятор, а также оптимизировал расположение вертикальных добывающих и нагнетательных скважин. Накадзима и Шойзер (2003) разработали способ определения эффективных параметров работы ГС. Сейфи и Каземзаде (2008) представили методологию, основанную на концепции метамоделирования, с целью оптимизации расположения вертикальных и горизонтальных скважин в трещиноватых коллекторах. В работе (Lui et al., 2020) описывается взаимосвязь между геологическими параметрами в различных масштабах для сложнопостроенного коллектора Фууй и обосновываются профиль и расстояния между скважинами с помощью численного моделирования. Авторы (Mohammadnia et al., 2013) описывают разработанную зависимость характеристик притока для нефтяного пласта, эксплуатирующегося горизонтальными скважинами. В работе используют статистический анализ для определения геолого-физических параметров, влияющих на приток жидкости к скважинам. В результате исследований авторами установлено, что единственным существенным фактором, влияющим на приток жидкости к ГС, является отношение вертикальной и горизонтальной проницаемости коллектора. В статье авторы (Lisboa and Castro, 2007) использовали метод Монте-Карло для связи свойств коллектора и флюидов. Полученные результаты авторы предлагают использовать на этапе планирования бурения ГС. Авторы работы (Yang et al., 2021) указывают на то, что длина горизонтального участка является решающим параметром, который представляет собой сложную технико-экономическую проблему, на которую влияют геолого-физические характеристики пласта-коллектора, технология и стоимость бурения и др.

В работах (Воеводкин и др., 2018; Воеводкин и др., 2019) описывается подход бурения ГС для довыработки остаточных запасов на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки. На месторождениях Республики Татарстан для увеличения эффективности доразработки многопластовых месторождений предлагается использование различных систем ГС (Таипова и др., 2017). В работе (Jing Zhao, 2011) отмечается, что при разработке нефтяных месторождений дебиты ГС в среднем в пять раз выше по сравнению с наклонно-направленными

скважинами (ННС). Тот же факт отмечается на нефтяных месторождениях, которые разрабатывает компания «Башнефть». При разработке турнейского яруса Татышлинского месторождения при снижении депрессии на пласт в два раза произошло уменьшение дебита ГС примерно также в два раза. При этом стоит отметить, что по ННС в этот же период времени отмечалось снижение дебита более чем в семь раз. В работе (Якупов и др., 2019) проведен анализ эксплуатации ГС на Старцевском и Илишевском месторождениях, в результате которого установлено, что их средний дебит нефти в 1,5 раза выше, чем ННС, при значительно меньшей депрессии на пласт и значении обводненности добываемой продукции. На Мишкинском месторождении скважины вводились под добычу фонтанным способом с дебитом по нефти более 60 т/сут при средних текущих дебитах ННС около 4 т/сут. В среднем начальный дебит нефти по ГС составлял 25,5 т/сут и превышал дебит ННС более чем в 7 раз.

Стоит выделить ряд работ (Pang et al., 2012; Liu et al., 2013; Akangbou et al., 2017), в которых отмечается, что в зависимости от конкретных геолого-физических условий нефтяных залежей коэффициент извлечения нефти ГС повышается на 3–5% по сравнению с разработкой пласта ННС. В результате разработки нефтяных месторождений ГС снизились депрессии, разрядились сетки скважин, значительно увеличилась продолжительность безводной эксплуатации. В работах (Zhang et al., 2019; Chen et al., 2021) представлен анализ значительной истории эксплуатации нефтяных месторождений ГС и установлено, что успешно начинают свою работу лишь 60 % из них. К основным причинам низкой технологической эффективности ГС можно отнести следующие: 1) неудачное геологическое обоснование месторасположения ствола ГС по площади и в разрезе; 2) слоистое строение продуктивного пласта; 3) неудачное освоение скважин; 4) необоснованность выбора конструкции ГС и многоствольных ГС в зависимости от геологических и технологических факторов; 5) просчеты в системе поддержания пластового давления (ППД), приводящие к снижению пластового давления, депрессии и соответственно дебита скважин, а также к процессу разгазирования нефти в пласте и др.

Выполненный коллективом авторов (Воеводкин и др., 2018) анализ основных проблем при строительстве ГС на месторождениях Российской Федерации выявил, что около 48 % неудач сопутствует освоению и заканчиванию ГС; 22 % – при бурении; 18 % – при эксплуатации; 12 % – при определении коллектора. По данным компании «Башнефть» технологически эффективными являются лишь 67 % ГС. К основным причинам неэффективных скважин авторы относят низкую геологическую изученность пропластков, обводнение скважин подошвенной пластовой водой, также отмечается, что для месторождений Башкортостана оптимальной является длина ГС, равная 200–400 м. Однако в ряде работ (Zhao et al., 2011; Zhang et al., 2019) ссылка на недостаточную изученность опровергается и основной причиной является неудачное обоснование месторасположения горизонтального ствола или допущение просчетов при выборе эксплуатационных объектов для бурения.

Анализ мирового опыта бурения и эксплуатации ГС в различных геолого-физических условиях позволяет

сделать вывод, что они имеют значительную зону дренирования в отличие от вертикальных (ВС) и наклонно-направленных (ННС), что способствует повышению дебитов и увеличению конечной нефтеотдачи продуктивных пластов, но при этом имеют и большие затраты на строительство. Эффективность использования скважин различного типа профиля в ряде случаев оказывается существенно ниже потенциальной и не позволяет раскрыть весь потенциал актива (Иктисанов, 2018; Иктисанов, 2020). Подводя итог анализу используемых методов/подходов для технико-экономической оценки бурения ГС можно сделать вывод, что значительная часть исследований сконцентрирована на изучении изменения коэффициента продуктивности. В данной статье авторы не используют всеми применяемый подход, а в качестве основного параметра для анализа опираются на коэффициент гидропроводности, учитывающий исключительно геологическую составляющую коллектора.

2. Геологическое строение и состояние разработки рассматриваемых объектов

На месторождениях Пермского края с 1992 по 2021 год на «верхние» объекты разработки: серпуховский, башкирский и верейский пробурено более 110 горизонтальных скважин. Распределение количества скважин по группам месторождений следующее:

- «Северная» группа (восемь месторождений) пробурено 57 ГС;
- «Южная» группа (девять месторождений) пробурено 56 ГС.

Территориальное расположение «северной» и «южной» групп месторождений на территории Пермского края представлено на рисунке 1, их геолого-физическая характеристика – в таблице 1.



Рис. 1. Месторождения Пермского края, эксплуатирующиеся горизонтальными скважинами

Группа	Месторождение	Объект разработки (пласт)	h_n , м	$k \cdot 10^{-3}$ мкм ²	m , д. ед.	$\frac{k}{\mu}$, мкм ² · 10 ⁻³ /мПа·с
Ю ₁	Апугайское	В ₃	2,6 – 5,3	213 – 845	0,16 – 0,21	28,1 – 112,5
	Москудьинское	В ₃ , В ₄	3,8	544	0,19	56,1
	Шумовское	Бш				
Ю ₂	Дороховское	Бш В ₃ , В ₄				
	Москудьинское	Бш				
	Шумовское	См				
	Гондыревское	В ₃	1,0 – 6,7	11 – 605	0,12 – 0,18	1,9 – 18,4
		Бш	3,9	112	0,15	6,6
	Батырбайское	Бш В ₃ , В ₄ В ₁				
Осинское	Бш-Срп					
С	Бельское	Бш				
	Жилинское	Бш-Срп				
	им. Сухарева	Бш-Срп				
	Маговское	Бш-Срп	2,7 – 16,8	10 – 123	0,09 – 0,15	2,4 – 178,8
	Озерное	Бш (Бш ₁)	9,1	37	0,12	26,3
	Уньвинское	Бш-Срп				
	Юрчукское	Бш-Срп				

Табл. 1. Краткая геолого-физическая характеристика продуктивных пластов. h_n – эффективная нефтенасыщенная толщина пласта; k – проницаемость коллектора, определенная по данным ГДИ; m – пористость коллектора

Для обоснования критериев по выбору профиля скважин на исследуемых объектах разработки выполнен анализ эффективности эксплуатации как ГС, так и ННС. Динамика ввода скважин различного профиля и их первоначальная технологическая эффективность в разрезе «Северной» и «Южной» групп месторождений представлена на рисунках 2 и 3. Необходимо отметить, что скважины, введенные в эксплуатацию в период 2019–2021 гг., ввиду непродолжительного периода эксплуатации исключены из дальнейшего анализа.

Скважины, эксплуатирующие объекты «Северной» группы, характеризуются большими значениями начальных дебитов нефти, чем «Южной» группы: по ГС – 31,4 и 14,7 т/сут, по ННС – 28,2 и 10,6 т/сут соответственно. Накопленная добыча нефти по анализируемым скважинам составляет 7,9 млн т, в том числе 2,5 млн т по ГС и 5,2 млн т по ННС. В среднем на одну пробуренную ГС/ННС приходится 29,6/26,8 тыс. т соответственно (на скважину «Южной» группы – 20,9/17,8 тыс. т, «Северной» группы – 38,7/57,1 тыс. т).

Анализируемые продуктивные пласты характеризуются сложным геологическим строением и, как правило, неоднородны (Мартюшев, Зайцев, 2019; Martyushev et al., 2023).

Для дальнейшего анализа рассматриваемые объекты объединены в группы исходя из их продуктивности: «Северная» (С) и «Южная» (Ю). Из-за значительного различия фильтрационно-емкостных свойств коллекторов «Южная» группа разделена на две подгруппы: «Ю₁» и «Ю₂».

В состав группы «Ю₁» вошли залежи пластово-сводового типа, обладающие высокой емкостью (пористость более 16 %) и проницаемостью (более 0,213 мкм²). Для учета фильтрационных свойств продуктивных пластов в статье используется коэффициент подвижности, равный отношению проницаемости коллектора к вязкости нефти. По группе «Ю₁» коэффициент подвижности обладает максимальными значениями и изменяется в пределах 28–113 мкм²/мПа·с, составляя в среднем 56,1 мкм²/мПа·с. Данная группа характеризуется минимальным значением расчлененности из всей анализируемой выборки, которое изменяется от 2,3 до 3,9. В выборку данной группы для дальнейшего анализа включены 17 ГС и 54 ННС.

В группу «Ю₂» вошли залежи преимущественно пластово-сводового типа, характеризующиеся средней емкостью (пористость 12–18 %) и проницаемостью (0,011–0,605 мкм²). Коэффициент подвижности изменяется в пределах 1,9–18,4 мкм²/мПа·с, составляя в среднем 6,5 мкм²/мПа·с. Коэффициент расчлененности изменяется от 1 до 18,6, составляя в среднем 10,0. В выборку данной группы для дальнейшего анализа включены 26 ГС и 97 ННС.

В группу «С» вошли залежи, расположенные территориально в северной части Пермского края. Это залежи преимущественно пластово-массивного и массивного типа, средней емкости (пористость 9–15 %) и проницаемостью (0,010–0,123 мкм²). Коэффициент подвижности изменяется в пределах 2,4–25,3 мкм²/мПа·с, составляя в среднем 11,8 мкм²/мПа·с. Коэффициент расчлененности изменяется от 3,0 до 30,0, составляя в среднем 14,6.

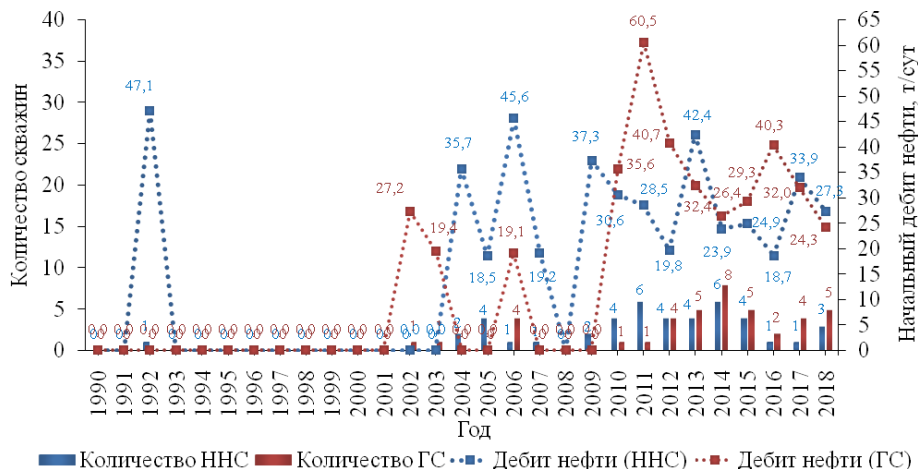


Рис. 2. Динамика ввода скважин и их начальная технологическая эффективность в разрезе «Северной» группы месторождений

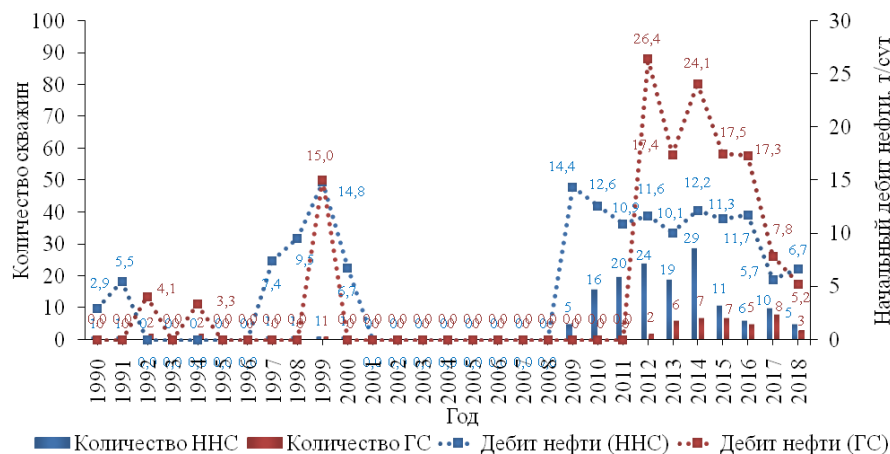


Рис. 3. Динамика ввода скважин и их начальная технологическая эффективность в разрезе «Южной» группы месторождений

В выборку данной группы для дальнейшего анализа включены 41 ГС и 44 ННС.

Проведенный анализ динамики работы ГС и ННС на выделенных группах месторождений позволил установить следующее.

- По группе «Ю₁», обладающей лучшими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), ГС характеризуются наилучшими технологическими показателями относительно ННС даже при незначительной проходке по коллектору и высокой расчлененности пласта. Подробная информация по общей и эффективной проходке горизонтального участка ГС рассматриваемых групп месторождений представлена в работе (Зайцев, 2022).

- По группе «Ю₂», обладающей низкими ФЕС, ГС характеризуются сопоставимыми начальными дебитами с ННС в первый год эксплуатации (выше на 12,8 %), обладая большим темпом снижения дебитов и увеличения обводненности скважинной продукции, и, как следствие, меньшим значением удельной накопленной добычи нефти. Установлено, что производительность ГС и ННС группы «Ю₂» в 3,1 и 2,2 раза меньше скважин группы «Ю₁», при большем значении средней длины горизонтального участка скважин группы «Ю₂» на 18,7 % и меньшем значении проходки по коллектору (на 19 %).

- По группе «С», обладающей относительно невысокими ФЕС и высоким значением расчлененности, ГС характеризуются сопоставимыми начальными дебитами с ННС в первый год эксплуатации (выше на 7,3 %), обладая большим темпом падения дебитов и увеличения обводненности скважинной продукции, и, как следствие, меньшим значением удельной накопленной добычи нефти за пятилетний период. В ходе анализа установлено, что по двум объектам разработки ввиду большего значения коэффициента подвижности удельная добыча нефти по ГС превышает ННС в 1,4 раза. Данные выводы коррелируются с полученными ранее результатами анализа по группам «Ю₁» и «Ю₂». Выявлено, что производительность горизонтальных и наклонно-направленных скважин группы «С» в 1,1 и 2,0 раза выше группы «Ю₁» ввиду больших значений нефтенасыщенных толщин данной группы.

- Вне зависимости от группы месторождений и территориальной принадлежности динамика снижения пластового давления во времени по ГС имеет более высокие темпы относительно ННС. Данный факт связан, прежде всего, с большим значением отборов жидкости горизонтальных скважин.

3. Материалы и методы

В настоящей статье для анализа значительного количества скважин привлечены материалы гидродинамических исследований скважин при неустановившихся режимах; фактическая стоимость пробуренных скважин; промышленные материалы (динамика дебитов нефти, жидкости, обводненности) и произведена экономическая оценка их эксплуатации. Особенности рассматриваемых объектов разработки, на которых выполнено эксплуатационное бурение, а также результаты проведенных ГТМ на анализируемых скважинах подробно описаны в работе (Зайцев, Распопов, 2020; Пономарева, Мартюшев, 2020).

Для проведения анализа по выбранным ранее 279 добывающим скважинам (195 ННС и 84 ГС) привлечены

промышленные материалы и произведена экономическая оценка за десятилетний период их эксплуатации. Для увеличения достоверности и обеспечения сопоставимости результатов выполнена экстраполяция технологических показателей работы (добычи нефти и жидкости) по 201 скважине (прогнозируемый период для ННС в среднем составил 2 года, для ГС – 3 года).

Поскважинная экономическая оценка выполнялась в формате паспорта инвестиционного проекта (ПИП). В ходе выполнения расчетов по всем скважинам указывалось фактическое значение проходки и их способ освоения (гидравлический разрыв пласта, кислотная обработка). Также для корректного сопоставления конечных данных стоимость одного метра проходки указывалась по скважинам облегченной конструкции (малого диаметра) для обоих типов заканчивания, поскольку на сегодняшний день данная технология имеет массовое применение на «верхних» объектах разработки.

4. Результаты и обсуждение

4.1. Обоснование выбора профиля скважин на основе технико-экономической оценки

По группам «Ю₁», «Ю₂», «С» проанализирована добыча нефти по 84 ГС и 195 ННС. Для корректного сопоставления основных показателей работы скважин различного типа заканчивания и оценки экономических показателей по группам их даты ввода приведены к условному первому году эксплуатации. Общая динамика работы анализируемых скважин и в разрезе групп коллекторов, представлена на рисунках 4–7, обобщенные результаты экономических расчетов – в таблице 2.

По результатам выполненной технико-экономической оценки отмечается достаточно высокая успешность бурения скважин на объектах групп «Ю₁» и «С»: чистый дисконтированный доход (ЧДД или NPV) в среднем на одну скважину для ННС составил 0,7–1,8 млн \$, для ГС – 0,9–1,2 млн \$. Стоит отметить, что в это же время 63,4 % скважин (56 ННС и 22 ГС), пробуренных на объекты группы «Ю₂», характеризуются низкой экономической эффективностью или же вовсе являются нерентабельными и требуют подбора технологии освоения или интенсификации отборов в процессе эксплуатации.

Стоит отметить, результаты, которые получены при сравнении эффективности скважин различного заканчивания в разрезе выделенных групп. На объектах группы «Ю₁» бурение ГС характеризуется большими значениями накопленной добычи нефти (в 1,6 раз) и чистого дисконтированного дохода (в 1,7 раз), относительно использования ННС. Обратная ситуация наблюдается на коллекторах группы «С», где большая технологическая и экономическая эффективность наблюдается у ННС (в 1,2 и 1,9 раз, соответственно).

Значительное количество проведенных поскважинных расчетов позволило разработать палетки, позволяющие ориентироваться при выборе оптимального заканчивания скважин в разрезе объектов разработки с помощью зависимости чистого дисконтированного дохода от подвижности нефти с учетом нефтенасыщенной толщины пласта – гидропроводности (рис. 8). Значение гидропроводности по скважинам определялось по результатам имеющихся гидродинамических исследований (Мартюшев,

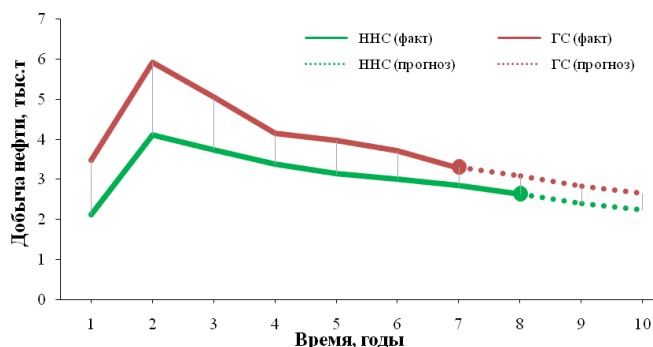


Рис. 4. Динамика работы скважин различного профиля (полная выборка)

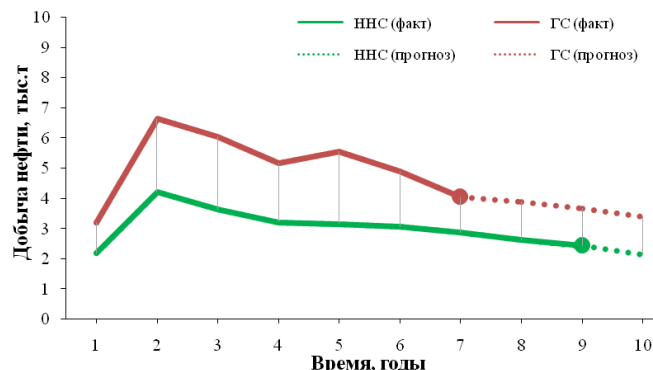


Рис. 5. Динамика работы скважин различного профиля (объекты группы «Ю₁»)

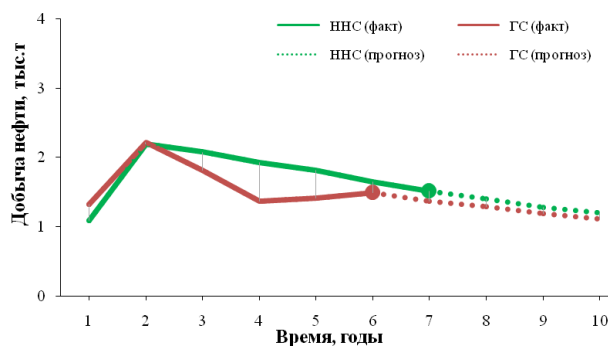


Рис. 6. Динамика работы скважин различного профиля (объекты группы «Ю₂»)

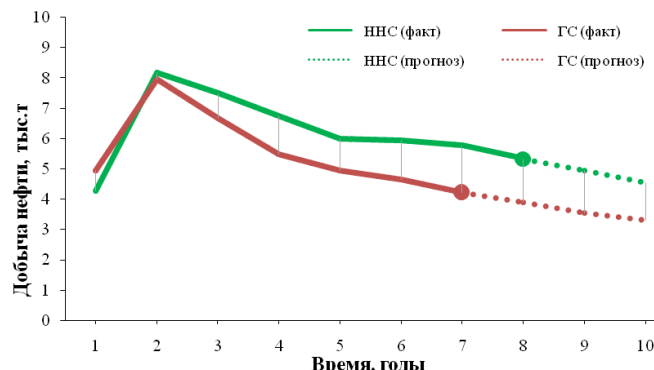


Рис. 7. Динамика работы скважин различного профиля (объекты группы «С»)

Показатель	Группа объектов					
	«Ю ₁ »		«Ю ₂ »		«С»	
	ННС	ГС	ННС	ГС	ННС	ГС
Количество скважин, ед.	54	17	97	26	44	41
Средняя накопленная добыча нефти, тыс.т	29,5	46,5	16,1	14,6	59,1	49,9
Чистый дисконтированный доход, млн.\$/скв.	0,709	1,200	0,018	-0,511	1,822	0,943
Количество нерентабельных скважин, ед.	11	1	56	22	4	18

Табл. 2. Обобщенные результаты экономических расчетов

Слушкина, 2019). Точка пересечения линий зависимости чистого дисконтированного дохода от гидропроводности продуктивного пласта для ННС ($R^2 = 0,76-0,80$) и ГС ($R^2 = 0,42-0,67$) представляет собой значение, при котором экономическая эффективность технологии заканчивания скважин изменяется на противоположную и выявляется оптимальный тип заканчивания для данных геолого-физических условий. Стоит отметить, что зависимости являются линейными и исходя из общей классификации корреляционных связей (Ивантер, Коросов, 1992) для группы «Ю₁, Ю₂» для ННС: $r = 0,65$ – зависимость средняя, для ГС: $r = 0,873$ – связь тесная. Для группы «С» для ННС: $r = 0,821$, для ГС: $r = 0,892$ – обе зависимости тесные.

Из полученных палеток следует, что при малых значениях нефтенасыщенных толщин и низких коэффициентах подвижности нефти (гидропроводности) оптимальным вариантом заканчивания являются наклонно-направленные скважины, далее, с увеличением гидропроводности скважины с горизонтальным окончанием являются наиболее экономически целесообразными. Точка пересечения или изменения технологии заканчивания скважин для северной и южных групп отличаются в несколько раз, что прежде всего объясняется большим значением нефтенасыщенных толщин по северной группе месторождений.

При использовании палеток на практике важно понимать, что существует область неопределенности или принятия решений, обусловленная неоднородностью корреляционных полей. Ее величина в данной статье принята условной на уровне $\pm 25\%$ от точки изменения заканчивания скважин. При нахождении проектной скважины в области принятия решения рекомендуется привлекать дополнительные инструменты анализа, в частности, гидродинамические симуляторы с последующей детальной экономической оценкой.

Другим условием эффективного использования палеток, как и любого другого метода на базе статистики, является требование к ее регулярной актуализации по мере получения новых геолого-промысловых данных.

4.2. Разработка палеток для экспресс-оценки рентабельности эксплуатационного бурения

Важным шагом является оценка рентабельности эксплуатационного бурения скважин различного профиля. Для решения данной задачи разработаны палетки для экспресс-оценки рентабельности инвестиционных модулей по эксплуатационному бурению. Построены зависимости чистого дисконтированного дохода от накопленной добычи нефти для различных профилей скважин

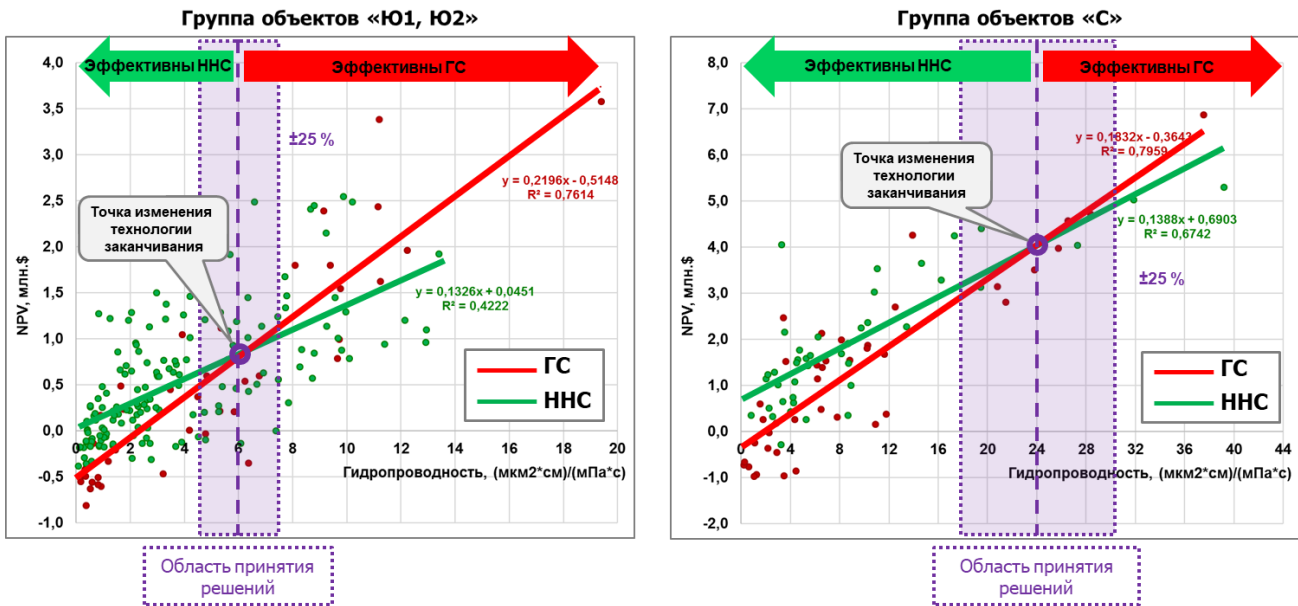


Рис. 8. Палетки для выбора профиля скважин, эксплуатирующихся в различных геолого-физических условиях нефтяных месторождений Пермского края

и геолого-физических характеристик коллекторов (рис. 9).

Анализируемые при эксплуатационном бурении инвестиционные модули условно относят к трем группам: нерентабельным, условно рентабельным и рентабельным. Минимальная рентабельная добыча нефти за 10 лет для ННС малого диаметра составляет 9–14 тыс. т, для ГС малого диаметра – 18–26 тыс. т (табл. 3).

Необходимо отметить, что полученные результаты позволяют выполнить экспресс-оценку рентабельности эксплуатационного бурения и отнести скважину к одной из трех условно выделенных групп. Данные зависимости необходимо использовать как при формировании предложений в программу по эксплуатационному бурению, так и при составлении проектно-технологических документов

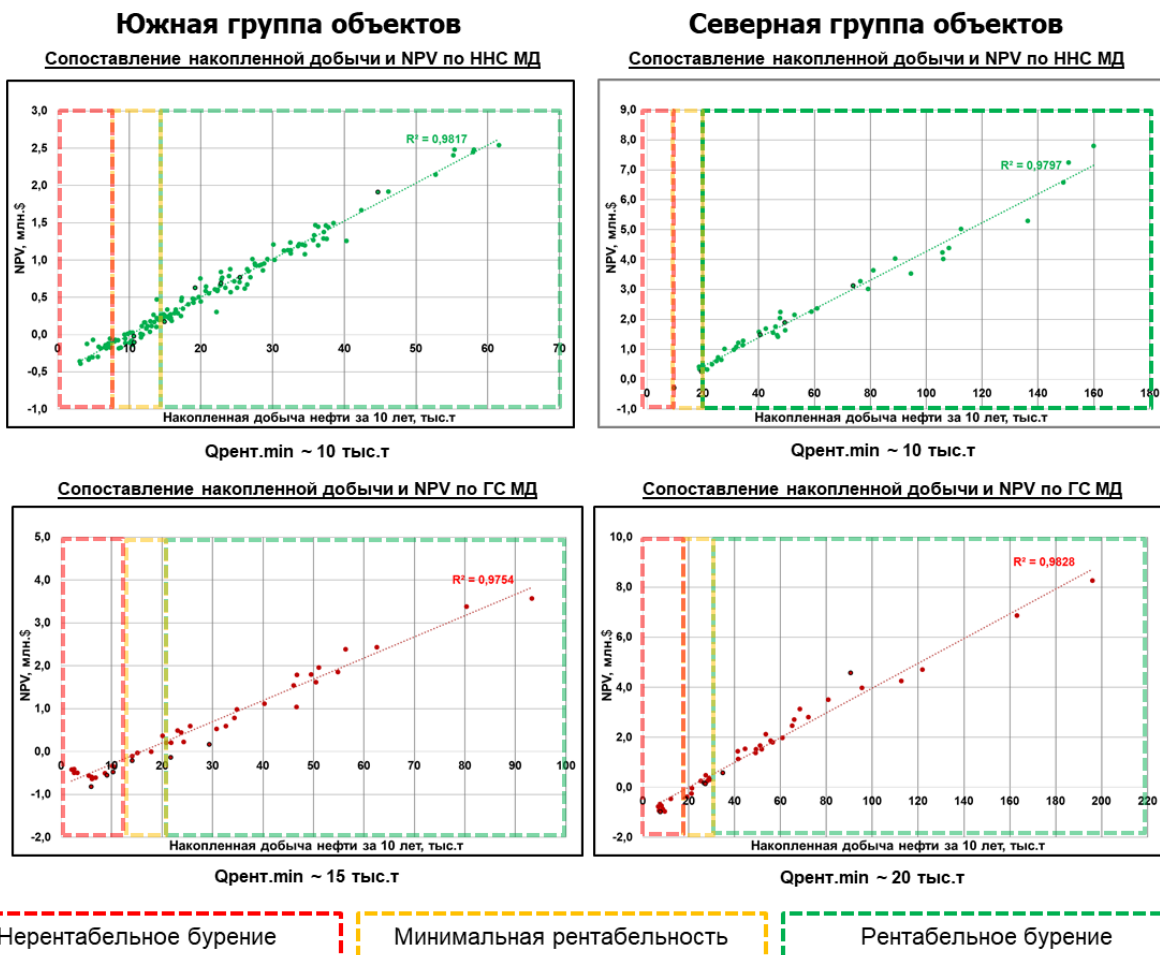


Рис. 9. Палетки для экспресс-оценки рентабельности эксплуатационного бурения скважин различного профиля

Группа	Профиль скважины	Средняя глубина, м	Мин. рентабельная добыча нефти за 10 лет, тыс.т	Средняя добыча нефти за 10 лет по выборке скважин, тыс.т
«Южная»	ННС	1180	9-13	20,9
	ГС	1700	18-24	27,2
«Северная»	ННС	2063	12-14	59,1
	ГС	2534	22-26	49,9

Табл. 3. Пределы рентабельности скважин различного типа заканчивания

на разработку месторождений. Для определения рентабельности инвестиционных модулей, отнесенных к условно рентабельным необходимо выполнение детальной технико-экономической оценки на базе гидродинамических расчетов с использованием финансово-экономической модели.

5. Заключение

Проведенный анализ рассматриваемых объектов, которые эксплуатируются как горизонтальными, так и наклонно-направленными скважинами, позволил установить ряд особенности их разработки.

По группе месторождений «Ю₁», обладающая лучшими ФЕС, горизонтальные скважины характеризуются наилучшими технологическими показателями (накопленная добыча нефти больше в 1,6 раз) относительно наклонно-направленных, даже при незначительной проходке по коллектору и высокой расчлененности пласта.

По группам месторождений «Ю₂» и «С» горизонтальные скважины незначительно лучше лишь в первый год эксплуатации, со второго года отмечается больший темп падения дебитов и увеличения обводненности и меньшее значение удельной накопленной добычи нефти относительно наклонно-направленных скважин. На объектах группы «С», большая технологическая и экономическая эффективность наблюдается у ННС (в 1,2 и 1,9 раз, соответственно). Более 60 % скважин группы месторождений «Ю₂» с различным профилем характеризуются низкой экономической эффективностью или же вовсе являются нерентабельными и требуют подбора технологии освоения или интенсификации отборов в процессе эксплуатации.

Выполненная в работе поскважинная технико-экономическая оценка, основанная на фактических значениях добычи за 10-летний период, проходки, способе освоения, позволила установить, что лишь по группе месторождений «Ю₁» горизонтальные скважины характеризуются большим значением чистого дисконтированного дохода относительно наклонно-направленных скважин.

На основании геолого-физических характеристик и выполненной экономической оценкой эксплуатации скважин построены зависимости ЧДД от гидропроводности, позволяющие осуществлять выбор оптимального профиля скважин в конкретных геолого-физических условиях.

Также в работе для выделенных групп месторождений, на основании построенных зависимостей ЧДД от накопленной добычи нефти, определено значение минимально рентабельной добычи нефти для различного профиля скважин.

Таким образом, комплексирование материалов промысловых и гидродинамических исследований позволило разработать зависимости чистого дисконтированного дохода от гидропроводности пласта, а также палетки

для экспресс-оценки рентабельности эксплуатационного бурения, которые помогают производить выбор оптимального профиля скважин в разрезе выделенных групп и объектов разработки.

Благодарности/Финансирование

Авторы работы выражают благодарность и признательность рецензентам, за тщательное изучение работы и ценные комментарии, благодаря которым она была улучшена.

Исследование выполнено в рамках гранта Президента Российской Федерации для государственной поддержки ведущих научных школ Российской Федерации (номер гранта НШ-1010.2022.1.5). Название проекта: «Геологическое обоснование методов повышения извлечения нефти для месторождений с трудноизвлекаемыми запасами».

Литература

- Бергенов С.У., Чернова О.С., Зипир М.Г. (2020). Методика оценка ожидаемых запусковых дебитов горизонтальных скважин на примере газоконденсатного месторождения. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 331(3), с. 207–212. <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/3/2563>
- Воеводкин В.Л., Лядова Н.А., Окроемелидзе Г.В., Мещеряков К.А., Сунцов С.В., Мальков Ю.В. (2018). Опыт и перспективы строительства скважин малого диаметра на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». *Нефтяное хозяйство*, 12, с. 98–102. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-12-98-102>
- Воеводкин В.Л., Чертенков М.В. (2019). Новые технологии в компании «ЛУКОЙЛ»: от простого к сложному. *Нефтяное хозяйство*, 8, с. 62–66. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-8-62-66>
- Зайцев Р.А. (2022). Оценка влияния длины горизонтального участка на эффективность эксплуатации скважин. *Нефтепромысловое дело*, 6(642), 47–52. [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2022-6\(642\)-47-52](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2022-6(642)-47-52)
- Зайцев Р.А., Распопов А.В. (2020). Опыт разработки месторождений Пермского края горизонтальными скважинами. *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело*, 20(2), 182–191. <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2020.2.8>
- Иктисанов В.А. (2018). Моделирование притока жидкости к скважинам со сложной архитектурой с использованием метода сферического обтекания. *Нефтяное хозяйство*, 5, с. 52–55. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-5-52-55>
- Иктисанов В.А. (2020). Описание установившегося притока жидкости к скважинам различной конфигурации и различным частичным вскрытием. *Записки Горного Института*, 243, с. 305–312. DOI: 10.31897/PMI.2020.3.305
- Киселев В.М., Кинсфатор А.Р., Бойков О.И. (2015). Прогноз оптимальных направлений горизонтальных стволов для разработки Юрубчено-Тохомовского месторождения. *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело*, 14(15), с. 20–27. <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2015.15.3>
- Мартюшев Д.А., Зайцев Р.А. (2019). Влияние петрофизических параметров рифогенных карбонатных коллекторов нефтяных месторождений турнейско-фаменских отложений Верхнего Прикамья на продуктивность добывающих скважин. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 330(11), с. 77–85. <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/11/2350>

Мартюшев Д.А., Слушкина А.Ю. (2019). Оценка информативности определения фильтрационных параметров пласта на основе интерпретации кривых стабилизации давления. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 330(10), с. 26–32. <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/10/2295>

Пономарева И.Н., Мартюшев Д.А. (2020). Оценка результатов гидравлического разрыва пласта на основе анализа геолого-промысловых данных. *Георесурсы*, 22(2), 8–14. <https://doi.org/10.18599/grs.2020.2.8-14>

Таипова В.А., Шайдуллин А.А., Шамсутдинов М.Ф. (2017). Горизонтальные скважины и гидроразрыв в повышении эффективности разработки нефтяных месторождений на примере НГДУ «Азнакаевскнефть» ПАО «Татнефть». *Георесурсы*, 19(3), с. 198–203. <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.8>

Тарасов А.Е., Старосветсков В.В. (2017). Оптимизация процесса геологического сопровождения бурения горизонтальных скважин на примере месторождения им. В.Н. Виноградова. *Бурение и нефть*, 7–8, с. 61.

Якупов Р.Ф., Мухаметшин В.Ш., Хакимзянов И.Н., Трофимов В.Е. (2019). Оптимизация выработки запасов из водонефтяных зон горизонта D₃PS Шаповского нефтяного месторождения с помощью горизонтальных скважин. *Георесурсы*, 21(3), с. 55–61. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.55-61>

Bin LIU, Shiqing CHENG, Xiangrong NIE, Yongjie ZHAO (2013). Evaluation of damage to horizontal wells through equivalent horizontal well length. *Petroleum Exploration and Development*, 40(3), pp. 378–382. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(13\)60046-4](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(13)60046-4)

Foroud T., Seifi A., Hassani H. (2012). Surrogate-based Optimization of Horizontal Well Placement in a Mature Oil Reservoir. *Petroleum Science and Technology*, 30(11), pp. 1091–1101. <https://doi.org/10.1080/10916466.2010.519751>

Hector Ngozi Akangbou, Martin Burby, Ghasem Nasr (2017). Effectively optimizing production of horizontal wells in homogeneous oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 150, pp. 128–136. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.12.005>

Hu, J., Zhang, G., Jiang, P., Wang, X., Wang, L., Pei, H. (2023). A new method of water control for horizontal wells in heavy oil reservoirs. *Geoenergy Science and Engineering*, 222, 211391. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2022.211391>

Ibrahim Yousef, V.P. Morozov, V. Sudakov, I. Idrisov, A.N. Kolchugin (2021). Sedimentary diagenesis and pore characteristics for the reservoir evaluation of Domanik formations (Semiluksk and Mendymysk) in the central part of Volga-Ural petroleum province. *Petroleum Research*. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2021.08.002>

Jing Zhao (2011). Development techniques of horizontal wells in low permeability reservoirs, Jilin Oilfield. *Petroleum Exploration and Development*, 38(5), pp. 594–599. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(11\)60058-X](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(11)60058-X)

Liang Zhang, ZhiPing Li, FengPeng Lai, Hong Li, Caspar Daniel Adenutsi, KongJie Wang, Sen Yang, WenLong Xu (2019). Integrated optimization design for horizontal well placement and fracturing in tight oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 178, pp. 82–96. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.03.006>

Lifeng Liu, Qiquan Ran, Jinping Kong and Xin Wang (2020). Spacing optimization of horizontal wells in Pu 34 tight oil reservoir of Daqing oilfield. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 467, 012008. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/467/1/012008>

Lifeng Liu, Qiquan Ran, Jinping Kong and Xin Wang (2020). Spacing optimization of horizontal wells in Pu 34 tight oil reservoir of Daqing oilfield. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 467, 012008. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/467/1/012008>

Lisboa E. A., Castro M. R. (2007). Probabilistic Determination of Productivity Index for a Horizontal Well in a Heavy-Oil Reservoir. *Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference*. Buenos Aires, Argentina, SPE-107669-MS. <https://doi.org/10.2118/107669-MS>

Martyushev, D.A., Ponomareva, I.N., Chukhlov, A.S., Davoodi, S., Osovetsky, B.M., Kazymov, K.P., Yang, Y. (2023). Study of void space structure and its influence on carbonate reservoir properties: X-ray microtomography, electron microscopy, and well testing. *Marine and Petroleum Geology*, 151, 106192. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2023.106192>

Mohammadian, E., Dastgerdi, M. E., Manshad, A. K., Mohammadi, A. H., Liu, B., Iglauer, S., Keshavarz, A. (2022). Application of underbalanced tubing conveyed perforation in horizontal wells: A case study of perforation optimization in a giant oil field in Southwest Iran. *Advances in Geo-Energy Research*, 6(4), pp. 296–305. <https://doi.org/10.46690/ager.2022.04.04>

Mohammadreza Mohammadnia, Babak Akbari, Mojtaba P. Shahri, Zhaorui Shi, Holden Zhang (2013). Generalized Inflow Performance Relationship (IPR) for Horizontal Wells. *SPE Eastern Regional Meeting*. Pittsburgh, Pennsylvania, USA, SPE-165691-MS. <https://doi.org/10.2118/165691-MS>

Nazari, H., Hajizadeh, F. (2023). Estimation of permeability from a hydrocarbon reservoir located in southwestern Iran using well-logging data and a new intelligent combined method. *Carbonates Evaporites*, 38, 20. <https://doi.org/10.1007/s13146-022-00840-y>

Omid Hazbeh, Saeed Khezerloo-ye Aghdam, Hamzeh Ghorbani, Nima Mohamadian, Mehdi Ahmadi Alvare, Jamshid Moghadasi (2021). Comparison of accuracy and computational performance between the machine learning algorithms for rate of penetration in directional drilling well. *Petroleum Research*, 6(3), pp. 271–282. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2021.02.004>

Peng Chen, Changpeng Hu, Pingguo Zou, Lili Lin, Song Lu, Xincheng Gao (2021). Pressure Response of a Horizontal Well in Tight Oil Reservoirs with Stimulated Reservoir Volume. *Lithosphere*, Sp. 1, 5383603. <https://doi.org/10.2113/2021/5383603>

Sajjad Raji, Arezoo Dehnamaki, Behzad Somee, Mohammad Reza Mahdiani (2022). A new approach in well placement optimization using metaheuristic algorithms. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 215, 110640. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110640>

Wei Pang, Dechun Chen, Zhongping Zhang (2012). Segmentally variable density perforation optimization model for horizontal wells in heterogeneous reservoirs. *Petroleum Exploration and Development*, 39(2), pp. 214–221. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(12\)60036-6](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(12)60036-6)

Zhao-peng Yang, Xing-min Li, Zhang-cong Liu, Yang Shen & Xiaoxing Shi (2021). Horizontal Length Optimization of Cold Production with Horizontal Wells in Extra-Heavy Oil Reservoirs. In: *Proceedings of the International Field Exploration and Development Conference 2020*. Lin, J. (eds). IFEDC 2020. Springer Series in Geomechanics and Geoengineering. Springer, Singapore. https://doi.org/10.1007/978-981-16-0761-5_76

Сведения об авторах

Роман Александрович Зайцев – начальник отдела проектирования и мониторинга разработки Осинской и Кунгурской группы месторождений, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми Россия, 614066, Пермь, ул. Советской Армии, д. 29

Дмитрий Александрович Мартюшев – кандидат тех. наук, доцент кафедры Нефтегазовые технологии, Пермский национальный исследовательский политехнический университет

Россия, 614066, Пермь, пр-т Комсомольский, д. 29

Статья поступила в редакцию 28.03.2022;

Принята к публикации 08.12.2022;

Опубликована 30.03.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Justification of the optimal type of well completion profile based on a retrospective assessment of the technical and economic performance indicators

R.A. Zaitsev¹, D.A. Martyushev^{2*}

¹OOO «LUKOIL-Engineering» “PermNIPIneft” in Perm, Perm, Russian Federation

²Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation

*Corresponding author: Dmitry A. Martyushev, e-mail: martyushevda@inbox.ru

Abstract. To date, significant foreign and domestic experience has been accumulated in the construction and operation of horizontal, multilateral and multilateral wells, as well as the restoration of an idle well stock by drilling sidetracks and sidetracks into various productive formations: low-permeability and highly dissected, with low values of effective oil-saturated thicknesses, degraded hydrodynamic connection with the contour area, etc. In this regard, it becomes extremely important to make a decision on choosing the optimal well profile in specific geological and physical conditions. The relevance of the work is also confirmed by the fact that at some development sites there is a decrease in the oil production rate of horizontal wells to the level of directional wells in the initial period of operation. Based on a significant difference in the reservoir properties of oil fields in the Perm Territory, all the analyzed objects operated by horizontal wells are combined into several groups: “northern” (N) and two “southern” (S_1 and S_2). The main parameter in the selection of groups was the coefficient of mobility of oil. The well-by-well technical and economic assessment performed in the article, based on the actual values of production over a long period, made it possible to identify the optimal well profile depending on the geological and physical characteristics of the reservoir. Combining the main geological characteristics that affect the technological parameters of well operation, with an economic assessment, the dependences of the net present value on the formation hydraulic conductivity were built. Dependences built for the first time make it possible to reasonably select the well profile in specific geological and physical conditions. Also in the work for a variety of geological and physical conditions, the value of the minimum profitable oil production for various well profiles is determined. Thus, the basis has been created, which is necessary for determining the profile of wells when planning production drilling.

Keywords: horizontal wells, carbonate reservoir, feasibility study, reservoir permeability, hydraulic conductivity, well profile, cumulative oil production.

Acknowledgements

The research was completed with the support of the grant of the President of the Russian Federation for state support of leading scientific schools of the Russian Federation (grant number NSh-1010.2022.1.5). Project title: “Geological evidence of applications improved oil recovery methods for fields with hard-to-recover reserves”.

Recommended citation: Zaitsev R.A., Martyshev D.A. (2023). Justification of the optimal type of well completion profile based on a retrospective assessment of the technical and economic performance indicators. *Georesursy = Georesources*, 25(1), pp. 119–129. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.12>

References

Bergenov S.U., Chernova O.S., Zipir M.G. (2020). Methodology for assessing the expected starting flow rates of horizontal wells in gas and condensate fields. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, Geo Assets Engineering*, 331(3), pp. 207–212. (In Russ.) <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/3/2563>

Bin Liu, Shiqing Cheng, Xiangrong Nie, Yongjie Zhao (2013). Evaluation of damage to horizontal wells through equivalent horizontal well length. *Petroleum Exploration and Development*, 40(3), pp. 378–382. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(13\)60046-4](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(13)60046-4)

Foroud T., Seifi A., Hassani H. (2012). Surrogate-based Optimization of Horizontal Well Placement in a Mature Oil Reservoir. *Petroleum Science and Technology*, 30(11), pp. 1091–1101. <https://doi.org/10.1080/10916466.2010.519751>

Hector Ngozi Akangbou, Martin Burby, Ghasem Nasr (2017). Effectively optimizing production of horizontal wells in homogeneous oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 150, pp. 128–136. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.12.005>

Hu, J., Zhang, G., Jiang, P., Wang, X., Wang, L., Pei, H. (2023). A new method of water control for horizontal wells in heavy oil reservoirs. *Geoenergy Science and Engineering*, 222, 211391. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2022.211391>

Ibrahim Yousef, V.P. Morozov, V. Sudakov, I. Idrisov, A.N. Kolchugin (2021). Sedimentary diagenesis and pore characteristics for the reservoir evaluation of Domanik formations (Semiluksk and Mendymysk) in the central part of Volga-Ural petroleum province. *Petroleum Research*. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2021.08.002>

Iktissanov V.A. (2018). Modelling of fluid flow toward complex-architecture wells using spherical flowing approach. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil Industry*, 5, pp. 52–55. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-5-52-55>

Iktissanov V.A. (2020). Description of steady inflow of fluid to wells with different configuration and various partial drilling-in. *Journal of Mining Institute*, 243, pp. 305–312. (In Russ.) <https://doi.org/10.31897/PMI.2020.3.305>

Jing Zhao (2011). Development techniques of horizontal wells in low permeability reservoirs, Jilin Oilfield. *Petroleum Exploration and Development*, 38(5), pp. 594–599. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(11\)60058-X](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(11)60058-X)

Kiselev V.M., Kinsfator A.R., Boikov O.I. (2015). Calculation of optimum courses of horizontal shafts to develop Yurubcheno-Tokhomskeye oilfield. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 14(15), pp. 20–27. (In Russ.) <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2015.15.3>

Liang Zhang, ZhiPing Li, FengPeng Lai, Hong Li, Caspar Daniel Adenutsi, KongJie Wang, Sen Yang, WenLong Xu (2019). Integrated optimization design for horizontal well placement and fracturing in tight oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 178, pp. 82–96. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.03.006>

Lifeng Liu, Qiquan Ran, Jinping Kong and Xin Wang (2020). Spacing optimization of horizontal wells in Pu 34 tight oil reservoir of Daqing oilfield. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 467, pp. 012008. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/467/1/012008>

Martyshev D.A., Slushkina A.Yu. (2019). Assessment of informative value in determination of reservoir filtration parameters based on interpretation of pressure stabilization curves. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, Geo Assets Engineering*, 330(10), pp. 26–32. (In Russ.) <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/10/2295>

Martyshev D.A., Zaytsev R.A. (2019). Influence of oilfield reef carbonate reservoir petrophysical parameters of tournasian-famennian deposits in Upper Kama on well productivity. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, Geo Assets Engineering*, 330(11), pp. 77–85. <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/11/2350>

Martyshev, D.A., Ponomareva, I.N., Chukhlov, A.S., Davoodi, S., Osovetsky, B.M., Kazymov, K.P., Yang, Y. (2023). Study of void space structure and its influence on carbonate reservoir properties: X-ray microtomography, electron microscopy, and well testing. *Marine and Petroleum Geology*, 151, 106192. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2023.106192>

Mohammadian, E., Dastgerdi, M. E., Manshad, A. K., Mohammadi, A. H., Liu, B., Iglauer, S., Keshavarz, (2022). A. Application of underbalanced tubing conveyed perforation in horizontal wells: A case study of perforation optimization in a giant oil field in Southwest Iran. *Advances in Geo-Energy Research*, 6(4), pp. 296–305. <https://doi.org/10.46690/ager.2022.04.04>

Nazari, H., Hajizadeh, F. (2023). Estimation of permeability from a hydrocarbon reservoir located in southwestern Iran using well-logging data and a new intelligent combined method. *Carbonates Evaporites*, 38, 20. <https://doi.org/10.1007/s13146-022-00840-y>

Omid Hazbeh, Saeed Khezerloo-ye Aghdam, Hamzeh Ghorbani, Nima Mohammadian, Mehdi Ahmadi Alvare, Jamshid Moghadasi (2021). Comparison of accuracy and computational performance between the machine learning algorithms for rate of penetration in directional drilling well. *Petroleum Research*, 6(3), pp. 271–282. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2021.02.004>

Peng Chen, Changpeng Hu, Pingguo Zou, Lili Lin, Song Lu, Xincheng Gao (2021). Pressure Response of a Horizontal Well in Tight Oil Reservoirs with Stimulated Reservoir Volume. *Lithosphere*, Sp. 1, pp. 5383603. <https://doi.org/10.2113/2021/5383603>

Ponomareva, I.N., Martyushev, D.A. (2020). Evaluation of hydraulic fracturing results based on the analysis of geological field data. *Georesursy = Georesources*, 22(2), pp. 8–14. <https://doi.org/10.18599/grs.2020.2.8-14>

Sajjad Raji, Arezoo Dehnamaki, Behzad Somee, Mohammad Reza Mahdiani (2022). A new approach in well placement optimization using metaheuristic algorithms. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 215, 110640. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110640>

Taipova V.A., Shaidullin A.A., Shamsutdinov M.F. (2017). Role of horizontal wells and hydraulic fracturing in increasing the efficiency of oilfield development using the example of oil and gas production department Aznakayevskneft Tatneft PJSC. *Georesursy = Georesources*, 19(3), pp. 198–203. <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.8>

Tarasov A., Starosvetkov V. (2017). Optimization of process of geological support of horizontal wells drilling at the fields named after V.N. Vinogradov. *Burenie i nefi*, 7–8, p. 61. (In Russ.)

Voevodkin V.L., Chertenkov M.V. (2019). New technologies in LUKOIL: from simple to complicated. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil industry*, 8, p. 62–66. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-8-62-66>

Voevodkin V.L., Lyadova N.A., Okromelidze G.V., Meshcheryakov K.A., Suntcov S.V., Malkov Yu.V. (2018). Experience and prospects of slim hole construction on LUKOIL-PERM oilfields. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil industry*, 12, pp. 98–102. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-12-98-102>

Wei Pang, Dechun Chen, Zhongping Zhang (2012). Segmentally variable density perforation optimization model for horizontal wells in heterogeneous reservoirs. *Petroleum Exploration and Development*, 39(2), pp. 214–221. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(12\)60036-6](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(12)60036-6)

Yakupov R.F., Mukhametshin V.Sh., Khakimzyanov I.N., Trofimov V.E. (2019). Optimization of reserve production from water oil zones of D₃PS horizon of Shkapovsky oil field by means of horizontal wells. *Georesursy = Georesources*, 21(3), pp. 55–61. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.55-61>

Zaitcev R.A. (2022). Evaluation of the influence of the horizontal section length on wells operational the efficiency. *Neftpromyslovoe delo*, 6(642), pp. 47–52. (In Russ.) [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2022-6\(642\)-47-52](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2022-6(642)-47-52)

Zaitcev R.A., Raspopov A.V. (2020). A practice of development of perm krai fields with horizontal wells. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 20(2), pp. 182–191. <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2020.2.8>

About the Authors

Roman A. Zaitsev – Head of Design and Monitoring of Osinskaya and Kungurskaya group of fields

OOO «LUKOIL-Engineering» “PermNIPIneft” in Perm 29, Soviet army St., Perm, 614066, Russian Federation

Dmitriy A. Martyushev – Cand. Sci. (Engineering), Assistant Professor, Department of Oil and Gas Technologies Perm National Research Polytechnic University 29, Soviet army St., Perm, 614066, Russian Federation

Manuscript received 28 March 2022;

Accepted 8 December 2022;

Published 30 March 2023