



Научная статья

## Оптимизация расположения многозабойной скважины в тонкой нефтяной оторочке, осложненной наличием обширной газовой шапки

К.О.ТОМСКИЙ , М.С.ИВАНОВА

Политехнический институт (филиал) Северо-Восточного федерального университета им. М.К.Аммосова в г. Мирный, Мирный, Россия

**Как цитировать эту статью:** Томский К.О., Иванова М.С. Оптимизация расположения многозабойной скважины в тонкой нефтяной оторочке, осложненной наличием обширной газовой шапки // Записки Горного института. 2024. Т. 265. С. 140-146. EDN XOVEYF

**Аннотация.** Удельная доля запасов трудноизвлекаемого углеводородного сырья неуклонно растет. Поиск технологий, позволяющих повысить коэффициент извлечения углеводородов, является одной из самых актуальных задач, стоящих перед нефтегазовой отраслью. Один из методов увеличения охвата запасов нефти и повышения нефтеотдачи пласта – применение технологии бурения многозабойных скважин с траекторией fishbone. В Российской Федерации скважина, обладающая наибольшей разветленностью, пробурена на территории Республики Саха (Якутия) на Среднеботуобинском нефтегазоконденсатном месторождении. Основной объект разработки – ботуобинский горизонт (пласт Бт). Около 75 % геологических запасов пласта сосредоточено в тонкой нефтяной оторочке со средней толщиной нефтенасыщенного слоя в 10 м с обширной газовой шапкой. Данное обстоятельство является одним из основных осложняющих факторов при разработке Среднеботуобинского НГКМ. Для подобного рода сложных скважин одним из наиболее важных этапов проектирования является определение оптимального расположения скважины fishbone в нефтенасыщенном пласте. В статье показаны результаты секторного моделирования в условиях Среднеботуобинского месторождения по определению оптимального расположения многозабойных скважин на симуляторе Tempest.

**Ключевые слова:** Среднеботуобинское нефтегазоконденсатное месторождение; многозабойная скважина; накопленная добыча нефти; дебит нефти; газовая шапка; газовый фактор; подошвенная вода; тонкая нефтяная оторочка; наклонный водонефтяной контакт

Поступила: 30.09.2022      Принята: 03.04.2023      Онлайн: 18.07.2023      Опубликована: 29.02.2024

**Введение.** Среднеботуобинское нефтегазоконденсатное месторождение (СБНГКМ) в Республике Саха (Якутия) было открыто в 1971 г. и введено в промышленную эксплуатацию в 2013 г. в результате расширения деятельности ПАО «НК «Роснефть» и развития региона [1-3].

Основным объектом разработки является пласт Бт ботуобинского горизонта, который содержит 77 % начальных извлекаемых запасов нефти и обеспечивает 99 % ее добычи. Основное проектное решение для ботуобинского горизонта предусматривает использование системы горизонтальных скважин длиной 1250 м при расстоянии между рядами скважинами 300 и 100 м [4-6].

Ботуобинский горизонт представлен терригенными песчаниками, отложившимися в условиях прибрежно-морской обстановки. Бароподобное тело, осевая часть которого имеет северо-восточное простижение, формировалось при медленной трансгрессии морского бассейна. К северо-западу от месторождения вдоль пологого берега простиравась обширная нижняя зона пляжа. Само бароподобное тело, вероятно, сформировано приливно-отливными и вдольбереговыми (северо-восточного направления) течениями [7-9].

Учитывая сложное геологическое строение месторождения, одним из основных направлений развития СБНГКМ является строительство многозабойных скважин fishbone [10-12]. Многозабойные скважины fishbone получили название из-за внешнего сходства строения с рыбьей костью (рис.1). За счет конструктивной особенности они охватывают значительно большую площадь месторождения по сравнению с одиночной горизонтальной скважиной, тем самым повышая продуктивность скважины и снижая удельные затраты на бурение [13]. Многозабойная скважина с несколькими отводами от основного горизонтального ствола позволяет заменить несколько одиночных горизонтальных скважин, повышая рентабельность всего проекта [14, 15]. Кроме того,



данная технология является практически единственным способом эффективно разрабатывать тонкие подгазовые нефтяные оторочки, так как другие распространенные технологии повышения продуктивности, например, гидроразрыв пласта, невозможно применять при подобных осложнениях, характерных для СБНГКМ [16-18].

Технические характеристики скважины fishbone, которые использовались при моделировании, следующие: общая горизонтальная часть в продуктивном пласте 6052 м; длина основного ствола 1406,6 м; количество боковых стволов 9 м; длина боковых стволов 334-1006 м; депрессия на пласт 5 атм; нефтенасыщенная мощность 14,4 м.

Проблема выбора оптимальной проводки скважины в газонефтеводяной зоне пласта обусловлена в первую очередь наличием обширной газовой шапки, которая может прорываться к скважинам, тем самым останавливая процесс добычи из скважины [19-21]. Чем ближе скважина располагается к газонефтяному контакту (ГНК), тем раньше мы наблюдаем прорыв газа, соответственно остановка скважины происходит за относительно непродолжительное время, что приводит к значительному уменьшению накопленной добычи нефти. С другой стороны, если располагать скважину в непосредственной близости от водонефтяного контакта (ВНК), тем самым максимально удаляя ее от уровня ГНК, наблюдается прорыв подошвенной воды, быстрое обводнение добываемой продукции, что в свою очередь также приводит к снижению накопленной добычи нефти. В связи с высокой минерализацией пластовых вод СБНГКМ проблема прорыва пластовой воды в скважине стоит не так остро, как прорывы газа из газовой шапки [22].

Можно сделать вывод, что для определенного сектора месторождения существует оптимальное расположение скважины, при котором мы сможем получить максимальную накопленную добычу нефти, а соответственно и максимальную экономическую выгоду. Эффективное решение поставленной задачи можно получить исключительно с помощью гидродинамического моделирования с рассмотрением разных вариантов расположения скважины в нефтенасыщенной толщине, анализируя при каждом расположении основные технологические показатели разработки месторождения и делая главный акцент на такой показатель, как накопленная добыча нефти [23, 24].

Новизной проекта является обоснование при помощи гидродинамического моделирования оптимального расположения многозабойной скважины «крыбья кость» с девятью отводами с общей длиной горизонтального ствола 5050 м в нефтяной оторочке толщиной 11 м в сложных геологических условиях СБНГКМ.

**Методы.** Расчеты проводились на гидродинамическом симуляторе Tempest MORE производства компании Roxar (Emerson Group Company). Симулятор является инструментом для численного решения задач перемещения флюидов в пласте и позволяет производить следующие основные операции: численное решение уравнений сохранения и фильтрации фаз и компонентов, анализ фильтрационных течений и расчетных технологических показателей, моделирование мероприятий регулирования процесса разработки.

Расчеты проводились на секторной модели, состоящей из 112746 ячеек с размерами  $1425 \times 901 \times 23$  м (рис.1). Абсолютная глубина газонефтяного контакта 1562 м, глубина залегания водонефтяного контакта 1573 м. Расчеты проводились для многозабойной скважины (МГЗС) fishbone, состоящей из основного горизонтального ствола длиной 1050 м и девяти отводов длиной 500 м. Общая длина горизонтального ствола 5050 м. Основной целью работы является определение оптимального расположения МГЗС в нефтенасыщенной части пласта. Расчеты проводились по следующим основным технологическим показателям: накопленная добыча нефти, газа, жидкости; дебит нефти, газа, жидкости; газовый фактор.

Расчеты проводились на 50 лет для разных вариантов расположения МГЗС по нефтенасыщенной толщине в интервале 1563-1572 м (варианты расположения скважины fishbone варьировались от 1 до 10 м от зоны газонефтяного контакта).

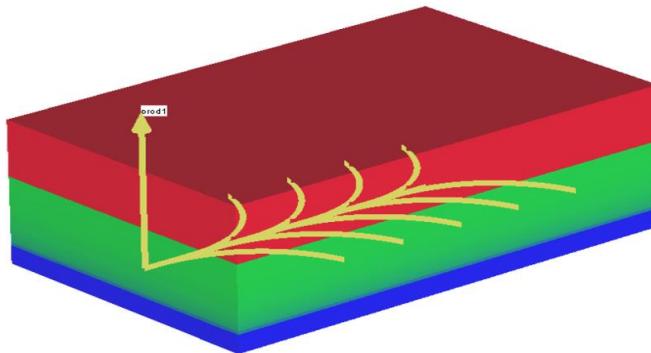


Рис.1. Секторная модель, используемая при расчетах

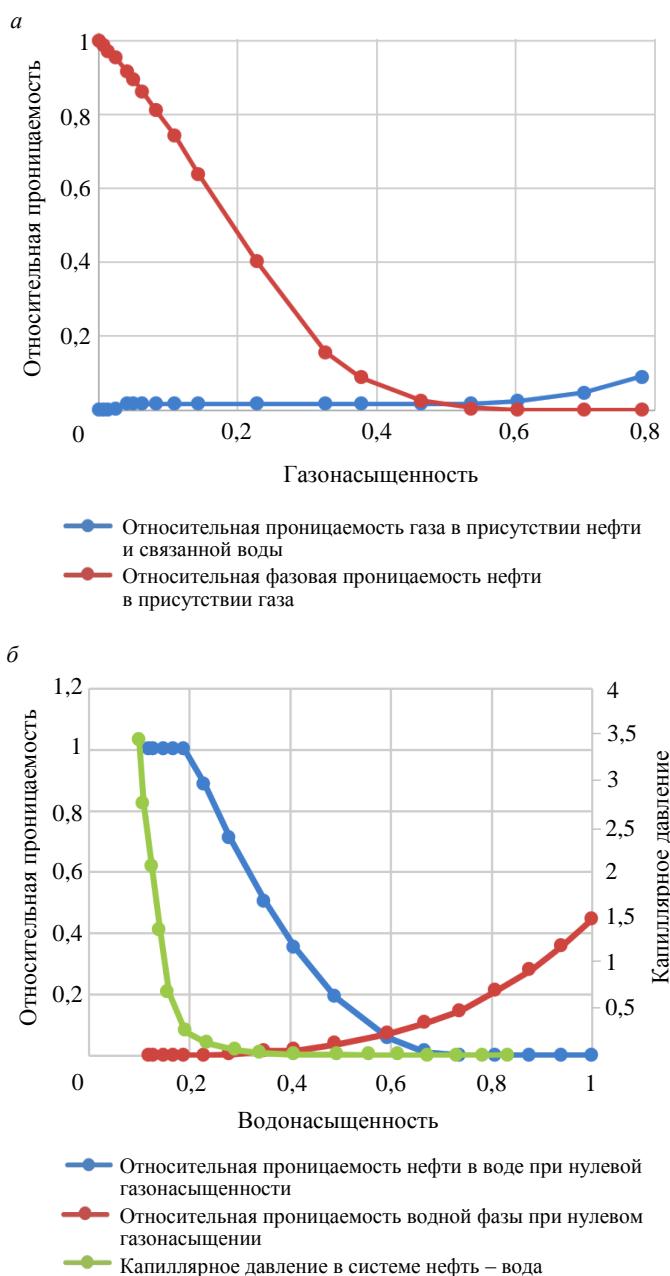


Рис.2. Относительные газонефтяная (а) и водонефтяная (б) фазовые проницаемости

Из анализа данных по газовому фактору можно наглядно увидеть, через какое время в скважину прорвется газ из газовой шапки, что равнозначно остановке скважины для условий СБНГКМ. Вследствие заложенных ограничений в симуляторе Tempest при достижении максимального значения газового фактора наблюдается снижение дебита. Прорыв газа в скважину для случая максимального расстояния от ГНК (1572 м) наблюдается к 2031 г., для скважины с глубиной залегания 1571 м – к 2030 г., а для скважины с глубиной 1570 м – к 2029 г.

Анализ результатов расчета обводненности (рис.5) при разных глубинах расположения МГЗС показывает, что обводненность продукции скважины достигает  $0,24 \text{ м}^3/\text{м}^3$  к моменту прорыва газа для случая расположения скважины на расстоянии 1 м от ВНК. Для глубин до 1567 м наблюдается незначительный рост обводненности до 0,01, для глубин 1568; 1569; 1570; 1571 и 1572 м – рост обводненности до момента прорыва газа до 0,02; 0,07; 0,13; 0,18 и  $0,24 \text{ м}^3/\text{м}^3$  соответственно.

На рис.6 представлены накопленная добыча нефти при разных глубинах расположения скважины fishbone.

На рис.2 показаны относительные фазовые проницаемости флюидов, заложенные в модель.

Основные PVT свойства флюида и фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пласта, заложенные в модель: плотность нефти  $864,2 \text{ кг}/\text{м}^3$ ; молекулярный вес  $1000 \text{ кг}/\text{м}^3$ ; плотность газа  $0,822 \text{ кг}/\text{м}^3$ ; плотность пластовой воды при пластовых условиях  $1236 \text{ кг}/\text{м}^3$ ; сжимаемость воды  $0,255 \text{ атм}^{-1}$ ; приведенное давление  $140,1 \text{ атм}$ ; вязкость  $8,0 \text{ сПз}$ ; критическая водонасыщенность 0,23; критическая газонасыщенность 0,05; остаточная нефтенасыщенность по воде 0,31; остаточная нефтенасыщенность по газу 0,43; остаточная водонасыщенность 0,08; проницаемость  $369,3 \text{ мД}$ ; пористость 0,16.

**Обсуждение результатов.** В результате проведенного моделирования были получены следующие результаты. На рис.3 представлена динамика дебита нефти при разных вариантах расположения скважины. В качестве обозначения вариантов расположения скважин использовались глубины расположения скважин, начиная от 1563 м (самое близкое расположение к ГНК) до 1572 м (самое дальнее расположение от ГНК).

Из анализа зависимостей на рис.3 можно увидеть, как будет меняться дебит скважины в течение периода разработки (50 лет). При моделировании в программном продукте Tempest было задано ограничение – максимальный дебит по жидкости  $60 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Кроме того, для данного месторождения принималось ограничение по газовому фактору  $2400 \text{ м}^3/\text{м}^3$  (рис.4), соответствующее прорыву газа. На рис.4 видно ступенчатое снижение дебита, которое характерно для расчетного достижения газового фактора и соответствует снижению дебита с целью ограничения притока газа.

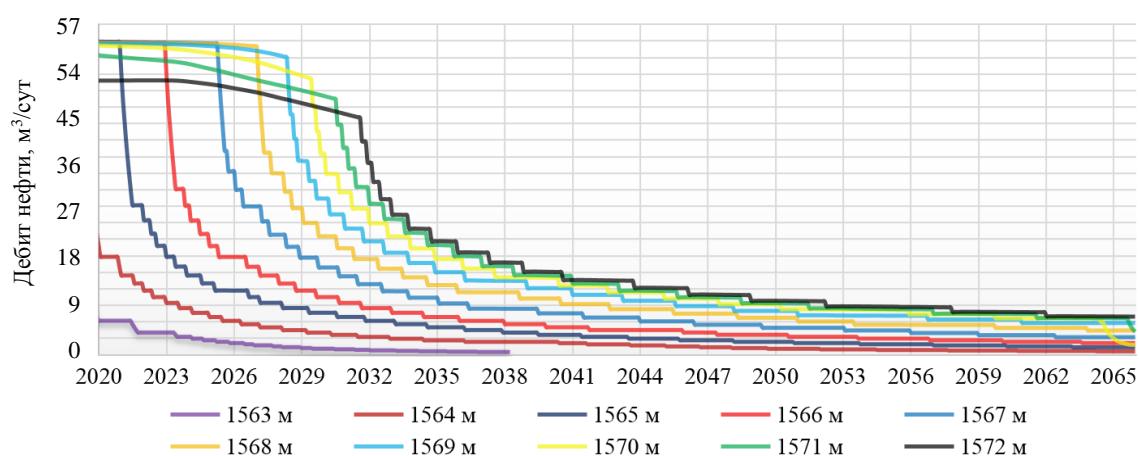
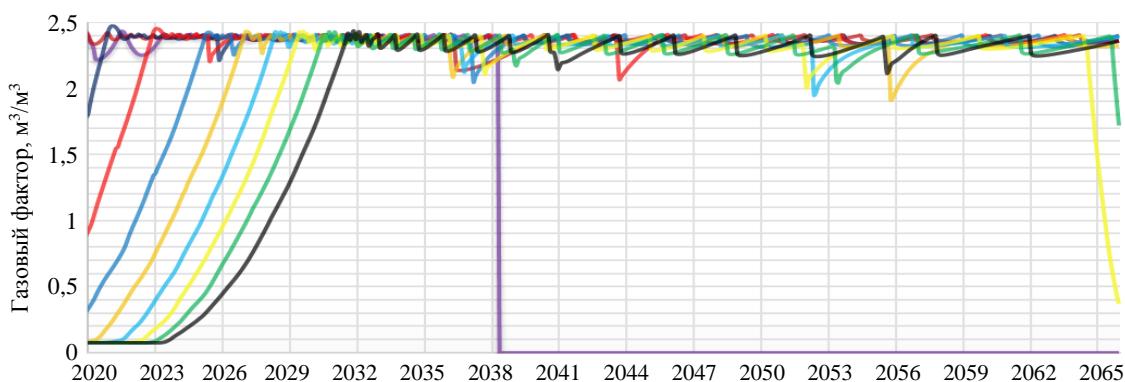
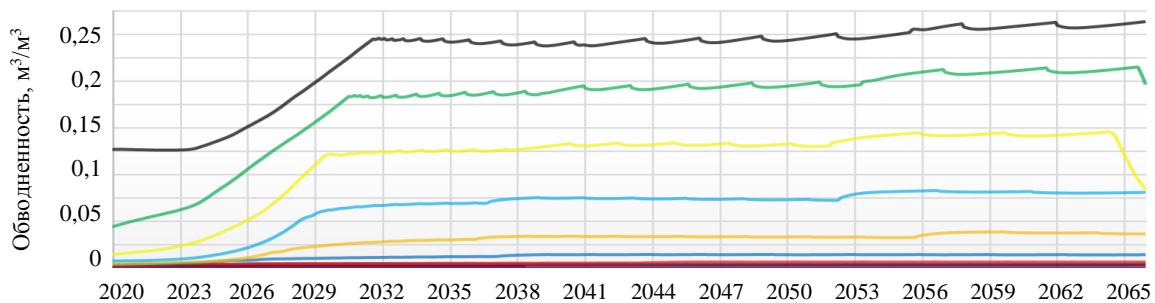
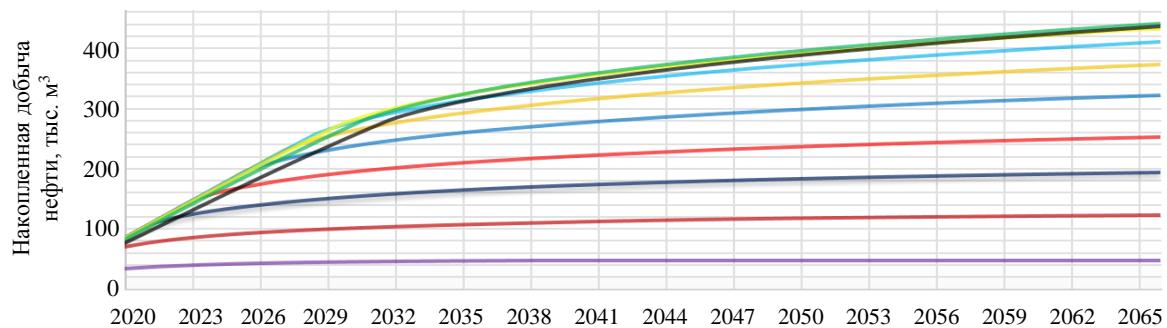


Рис.3. Динамика дебита нефти при разных глубинах расположения МГЗС

Рис.4. Динамика газового фактора при разных глубинах расположения МГЗС  
Условные обозначения см. на рис.3Рис.5. Динамика обводненности при разных глубинах расположения МГЗС  
Условные обозначения см. на рис.3Рис.6. Динамика накопленной добычи нефти при разных глубинах расположения МГЗС  
Условные обозначения см. на рис.3



По результатам расчета основных технологических показателей при разном расположении скважины fishbone в нефтенасыщенной толщине можно сделать вывод, что расположение многозабойной скважины на глубине 1571 м (9 м от ГНК) является оптимальным с точки зрения накопленной добычи нефти, которая будет составлять 440000 м<sup>3</sup> через 50 лет эксплуатации. В то же время больший интерес представляет накопленная добыча нефти к началу прорыва газа, что равносильно остановке скважины. При подобном рассмотрении можно сделать вывод, что скважина с глубиной залегания 1571 м показывает наилучшие результаты по показателю «накопленная добыча нефти». По скважине 1572 м к 2031 г. накопленная добыча нефти будет составлять 274000 м<sup>3</sup>, по скважине 1571 м к 2030 г. – 280000 м<sup>3</sup>, по скважине 1570 м к 2029 г. – 267 000 м<sup>3</sup>.

Принятая оптимальная проводка для газоводонефтяных зон на СБНГКМ соответствует варианту с отходом от ВНК в 2-3 м, что подтверждается проведенными расчетами. Однако следует учитывать, что для условий разработки СБНГКМ из-за изменяющейся по площади месторождения толщины нефтенасыщенного слоя и величины газовой шапки необходимо для определенной области месторождения осуществлять проводку скважины индивидуально в зависимости от имеющихся ограничений [25, 26].

Важной особенностью СБНГКМ, которую следует учитывать при проводке скважины, является наличие наклонного водонефтяного контакта. По результатам данных по скважинам СБНГКМ можно картировать наклонный водонефтяной контакт. При этом в зоне контакта обнаруживается слой с повышенной вязкостью. Текущей рабочей версией наличия негоризонтального ВНК приняты «относительно молодые неотектонические движения, последствия которых в настоящее время не полностью компенсированы гравитационными силами вследствие высокой вязкости нефти в нижней части залежи, низкой фазовой проницаемости воды» [27].

Существование наклонных водонефтяных контактов в месторождениях, особенно приуроченным к древним отложениям, является установленным фактом. Попытки объяснения природы наклона ВНК до настоящего времени носят дискуссионный характер [28].

На СБНГКМ в интервалах 1564-1580 м наблюдается незначительный наклон ВНК в юго-восточном направлении. По результатам геофизических исследований скважин, изучения керна и анализа пластовых проб примерно в указанных интервалах устанавливается нефтяной слой с повышенной вязкостью. Данное наблюдение подтверждается результатами промысловых и лабораторных исследований пластовых флюидов и керна. По данным лабораторных анализов глубинных поинтервальных проб нефти отмечается увеличение вязкости нефти в разрезе пласта от 6,5-9 сП в верхней части разреза до 24-28 сП на уровне ВНК. Мощность зоны повышенной вязкости составляет 1-1,5 м [29-31].

Сделаем вывод, что проводку скважины при наличии зон высоковязкой нефти можно осуществлять еще ближе к ВНК. При этом зона высоковязкой нефти будет своего рода экраном против прорыва воды в добывающие скважины. Тем самым можно обосновать проводку скважины на максимально близком расстоянии от ВНК (ближе, чем 2 м), тем самым получив максимально возможный прирост добычи нефти.

Результаты работы позволили сделать следующие выводы:

1. С помощью гидродинамического моделирования, используя секторную модель СБНГКМ, определено оптимальное расположение скважины fishbone на абсолютной отметке 1571 м, что соответствует расстоянию 9 м от ГНК и 2 м от ВНК. При данном расположении наблюдается максимальное значение накопленной добычи нефти как до момента прорыва газа в скважину (что наблюдается через 10 лет эксплуатации), так и на расчетный период в 50 лет.

2. Определена необходимость индивидуального подхода при проводке скважины с учетом изменения толщины нефтенасыщенного слоя и газовой шапки по месторождению, а также наличия зон с высоковязкой нефтью. Учитывая данные ограничения и обстоятельства, можно обосновать и осуществить проводку скважины на максимально близком расстоянии от ВНК.

**Заключение.** В работе с помощью гидродинамического моделирования выявлено оптимальное расположение многозабойной скважины «рыбья кость» с девятью отводами с общей длиной горизонтального ствола 5050 м в нефтяной оторочек толщиной 11 м в сложных геологических



условиях СБНГКМ. Необходимо дальнейшее исследование и уточнение зон высоковязких нефей СБНГКМ для внесения дополнений и изменений в фильтрационную модель, при этом возможно обоснование проводки сложной многозабойной скважины типа «рыбья кость» на минимальном расстоянии от водонефтяного контакта в определенных зонах месторождения, что приведет к увеличению коэффициента извлечения нефти на данном месторождении.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Гринченко В.А., Валеев Р.Р., Абдуллин М.М. и др. Особенности проведения сложных промыслового-геофизических исследований по контролю разработки месторождений в осложненных условиях Восточной Сибири // Нефтяное хозяйство. 2020. № 11. С. 56-61. DOI: [10.24887/0028-2448-2020-11-56-61](https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-11-56-61)
2. Levanov A.N., Belyansky V.Y., Volkov I.A. et al. Concept Baseline for the Development of a Major Complex Field in Eastern Siberia using Flow Simulation // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 26-28 October 2015, Moscow, Russia. OnePetro, 2015. № SPE-176636-MS. DOI: [10.2118/176636-MS](https://doi.org/10.2118/176636-MS)
3. Ivanov E.N., Akinin D.V., Valeev R.R. et al. Development of Reservoir with Gas Cap and Underlying Water on Srednebotuobinskoye Field // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, 24-26 October 2016, Moscow, Russia. OnePetro, 2016. P. 579-593. № SPE-182055-MS. DOI: [10.2118/182055-MS](https://doi.org/10.2118/182055-MS)
4. Бакиров Д.Л., Ахметшин И.К., Фаттахов М.М. и др. Планирование и строительство многозабойных скважин с большим отходом от вертикали // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2015. № 9. С. 41-50.
5. Павельева О.Н., Рубцова М.Е. Оптимизация разработки месторождений Западной Сибири при бурении многозабойных скважин // Материалы I Международной научно-практической конференции «Наука нового поколения: конвергенция знаний, технологий, общества», 3 июня 2019, Смоленск, Россия. Смоленск: МНИЦ «Наукосфера», 2019. С. 54-57.
6. Бакиров Д.Л., Ахметшин И.К., Фаттахов М.М. и др. Опыт планирования, строительства и заканчивания многозабойных скважин с большой протяженностью горизонтальных участков // Материалы 6 Тюменского международного инновационного форума «НЕФТЬГАЗТЭК», 16-17 сентября 2015, Тюмень, Россия. Салехард: Печатник, 2015. С. 51-68.
7. Носачев А.А. Прогноз применения методов увеличения нефтеотдачи по геолого-промышленным данным: Автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. Уфа: Башкирский научно-исследовательский и проектный институт нефтяной промышленности, 2000. 23 с.
8. Ivanova M.S., Tomskii K.O. Effectiveness of demulsifiers for the destruction of highly mineralized water-oil emulsions of the Srednebotuobinsky oil and gas condensate field // International Scientific and Practical Conference «Environmental Risks and Safety in Mechanical Engineering», 20-23 October 2020, Rostov-on-Don, Russia. E3S Web of Conferences, 2020. Vol. 217. № 04001. DOI: [10.1051/e3sconf/202021704001](https://doi.org/10.1051/e3sconf/202021704001)
9. Ермеков Р.И., Меркулов В.П., Чернова О.С., Коровин М.О. Особенности учета анизотропии проницаемости в гидродинамической модели // Записки Горного института. 2020. Т. 243. С. 299-304. DOI: [10.31897/PMI.2020.3.299](https://doi.org/10.31897/PMI.2020.3.299)
10. Бакиров Д.Л., Овчинников В.П., Фаттахов М.М. и др. Сооружение многоствольных (многозабойных) скважин с горизонтальным окончанием // Бурение и нефть. 2020. № 10. С. 28-33.
11. Нескоромных В.В., Попова М.С. Разработка методики управления процессом бурения на основе комплексного анализа критерии // Записки Горного института. 2019. Т. 240. С. 701-710. DOI: [10.31897/PMI.2019.6.701](https://doi.org/10.31897/PMI.2019.6.701)
12. Фаттахов М.М., Бакиров Д.Л., Сенцов А.Ю. и др. Развитие технологий заканчивания скважин с горизонтальным и многозабойным окончанием в ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» // Нефтяное хозяйство. 2016. № 8. С. 25-27.
13. Фаттахов М.М., Бакиров Д.Л., Бондаренко Л.С. и др. Технико-технологические решения для повышения эффективности бурения многозабойных скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2017. № 9. С. 58-63.
14. Al-Rheawi S., Artun E. Fishbone type horizontal wellbore completion: a study for pressure behavior, flow regimes, and productivity index // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2019. Vol. 176. P. 172-202. DOI: [10.1016/j.petrol.2018.12.076](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.12.076)
15. Блинов П.А. Определение устойчивости стенок скважины при проходке интервалов слабосвязных горных пород с учетом зенитного угла // Записки Горного института. 2019. Т. 236. С. 172-179. DOI: [10.31897/PMI.2019.2.172](https://doi.org/10.31897/PMI.2019.2.172)
16. Дроздов Н.А. Фильтрационные исследования на кернах и насыпных моделях Уренгойского месторождения для определения эффективности водогазового воздействия на пласт при извлечении конденсата из низконапорных коллекторов и нефти из нефтяных оторочек // Записки Горного института. 2022. Т. 257. С. 783-794. DOI: [10.31897/PMI.2022.71](https://doi.org/10.31897/PMI.2022.71)
17. Думакова А.К., Трандин И.И., Поливанов С.А. Опыт бурения многозабойной скважины по технологии Fishbone в АО «Оренбургнефть» // Недропользование XXI век. 2020. № 5 (88). С. 41-45.
18. Бакиров Д.Л., Фаттахов М.М. Многозабойные скважины: практический опыт Западной Сибири. Тюмень: ОАО «Тюменский дом печати», 2015. 232 с.
19. Майков Д.Н., Борхович С.Ю. Аналитическая модель многозабойной скважины с полным вертикальным вскрытием пласта // Нефть. Газ. Новации. 2020. № 11 (240). С. 61-65.
20. Аржиловский А.В., Зернин А.А., Широков А.С. и др. Оценка эффективности многозабойных скважин на месторождениях Ванкорского кластера в различных геологических условиях // Недропользование XXI век. 2020. № 6 (89). С. 64-73.
21. Двойников М.В., Будовская М.Е. Разработка углеводородной системы заканчивания скважин с низкими забойными температурами для условий нефтегазовых месторождений Восточной Сибири // Записки Горного института. 2022. Т. 253. С. 12-22. DOI: [10.31897/PMI.2022.4](https://doi.org/10.31897/PMI.2022.4)
22. Glebov E.A., Shokarev I.A., Gulov A.B. et al. Yurkharovskoye Extended Reach Drilling Campaign Resulted in the Successful Completion of Record Multilateral Well // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 26-28 October 2015, Moscow, Russia. OnePetro, 2015. № SPE-176507-MS. DOI: [10.2118/176507-MS](https://doi.org/10.2118/176507-MS)



23. Тузов Е.В., Махмутов Д.З., Лисицын М.А. и др. Методология строительства многозабойных скважин на Среднеботубинском нефтегазоконденсатном месторождении, Восточная Сибирь // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2020. № 12 (336). С. 35-45. DOI: 10.33285/0130-3872-2020-12(336)-35-45
24. Lukyantseva E.A., Oparin I.A., Sultanov R.B. Size Matters: «Birch leaf» Project or New World Record in Drilling of Multilateral Wells // 6th International Conference GeoBaikal, 5-9 October 2020, Irkutsk, Russia. Bunnik: European Association of Geoscientists & Engineers, 2020. Vol. 2020. Р. 1-4. DOI: 10.3997/2214-4609.202052012
25. Bazitov M.V., Golovko I.S., Konosov D.A. et al. First Fishbone Well Drilling at Vankorskoe Field // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 26-28 October 2015, Moscow, Russia. OnePetro, 2015. № SPE-176510-MS. DOI: 10.2118/176510-MS
26. Шпилько К.В., Гимазитдинов И.И. Многозабойные скважины – путь к дополнительной нефти // Материалы XIV Международной конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых», 9-12 ноября 2021. Пермь: Пермский национальный исследовательский политехнический университет, 2021. Т. 1. С. 72-75.
27. Осипова М.В., Сивцев А.И. Наклонный водонефтяной контакт в ботубинском горизонте Среднеботубинского нефтегазоконденсатного месторождения как признак особенностей нефтегазообразования и нефтегазонакопления в пределах Непско-Ботубинской антеклизы // Нефтяная провинция. 2019. № 2 (18). С. 1-24. DOI: 10.25689/NP.2019.2.1-24
28. Зернин А.А., Макарова К.А., Тюлькова А.И. Особенности промыслового-геофизических и гидродинамических исследований горизонтальных многозабойных скважин на месторождениях ПАО «НК РОСНЕФТЬ» // Нефтяное хозяйство. 2021. № 7. С. 94-98. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-7-94-98
29. Rylance M.A., Tuzov Y.B., Aliyev S.B. et al. Fishbones, Wishbones and Birch-Leaves, Multilateral Well Design on the Srednebotubinskoye Field in Eastern Siberia // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 26-29 October 2020. OnePetro, 2020. № SPE-201849-MS. DOI: 10.2118/201849-MS
30. Зернин А.А., Зюзев Е.С., Сергеев А.С. и др. Рекомендации по подбору конструкций многозабойных скважин в разных геологических условиях с учетом накопленного опыта // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2021. № 5. С. 159-167. DOI: 10.31660/0445-0108-2021-5-159-167
31. Birchenko V.M., Al-Khelaiwi F.T., Konopczynski M.R., Davies D.R. Advanced Wells: How to make a Choice between Passive and Active Inflow-Control Completions // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 21-24 September 2008, Denver, Colorado, USA. OnePetro, 2008. № SPE-115742-MS. DOI: 10.2118/115742-MS

**Авторы:** К.О.Томский, канд. техн. наук, доцент, kirilltom@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0001-7612-5393> (Политехнический институт (филиал) Северо-Восточного федерального университета им. М.К.Аммосова в г. Мирный, Мирный, Россия), М.С.Иванова, канд. хим. наук, доцент, <https://orcid.org/0000-0003-3272-9253> (Политехнический институт (филиал) Северо-Восточного федерального университета им. М.К.Аммосова в г. Мирный, Мирный, Россия).

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.