

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО
РАСПОЛОЖЕНИЯ МНОГОЗАБОЙНОЙ
СКВАЖИНЫ FISHBONE С УЧЕТОМ
ОСОБЕННОСТЕЙ СРЕДНЕБОТУОБИНСКОГО
НГКМ ПРИ ПОМОЩИ
ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

К. О. Томский, М. С. Иванова,
Н. С. Ощепков, Н. Г. Соколов

Аннотация. Основная цель использования цифрового гидродинамического моделирования — предсказание состояния нефтяного или газового пласта и определение путей увеличения конечной нефтеотдачи. Моделируемая физическая система описывается соответствующими математическими уравнениями. Математические модели составляют на основе нелинейных дифференциальных уравнений в частных производных с соответствующими начальными и граничными условиями. Уравнения, описывающие математическую модель пласта, почти всегда настолько сложны, что их невозможно решить аналитическими методами. В работе представлены основные фундаментальные дифференциальные уравнения, применяемые при моделировании углеводородных пластов. С помощью гидродинамического симулятора Tempest More (компания Roxar) были проведены расчеты по определению оптимального расположения многозабойной скважины fishbone на примере сложного с геологической точки зрения Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения (СБНГКМ), расположенного на территории Республики Саха (Якутия). На сегодняшний день в Российской Федерации скважина, обладающая наибольшей разветвленностью, пробурена на СБНГКМ. Основным объектом разработки месторождения является ботуобинский горизонт, в котором около 3/4 геологических запасов пласта сосредоточено в тонкой нефтяной оторочке со средней толщиной нефтенасыщенного слоя в 10 м с обширной газовой шапкой. Разработка СБНГКМ ведется горизонтальными и многозабойными скважинами, названными «рыбий скелет» и «березовый лист» ввиду своих конструктивных особенностей. Благодаря использованию подобных скважин удастся понизить депрессию на пласт, предотвращая тем самым прорывы газа в скважины в условиях тонкой нефтяной оторочки. В работе проведены расчеты технологических параметров разработки СБНГКМ при разном расположении многозабойной горизонтальной скважины по нефтенасыщенной толщине, сделаны выводы об оптимальной проводке скважины, 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.

DOI: 10.25587/SVFU.2023.68.12.008

Ключевые слова: гидродинамическое моделирование, нелинейные дифференциальные уравнения, Среднеботуобинское нефтегазоконденсатное месторождение, многозабойная скважина, накопленная добыча нефти, дебит нефти, газовая шапка,

газовый фактор, подошвенная вода, тонкая нефтяная оторочка, наклонный водо-нефтяной контакт.

Введение. Основная цель использования цифрового гидродинамического моделирования — предсказание состояния нефтяного или газового пласта и определение путей увеличения конечной нефтеотдачи. Моделируемая физическая система описывается соответствующими математическими уравнениями. Математические модели составляют на основе нелинейных дифференциальных уравнений в частных производных с соответствующими начальными и граничными условиями. Уравнения, описывающие математическую модель пласта, почти всегда настолько сложны, что их невозможно решить аналитическими методами. Чтобы представить уравнения в форме, пригодной для решения на цифровых вычислительных машинах, следует их аппроксимировать. Численная модель состоит из полученной системы уравнений [1].

Расчеты производятся на наиболее существенной и распространенной из всех пластовых моделей, известной как модель нелетучей нефти (black-oil model). Модель нелетучей нефти базируется на уравнении неразрывности и законе Дарси, описывающем скорость течения каждого флюида.

Закон Дарси выражает линейную зависимость скорости фильтрации v_l от градиента давления Δp_l для каждой фазы и имеет вид

$$v_l = -\frac{k_{rl}k}{\mu_l}(\nabla p_l - \rho_l g \nabla z), \quad (1)$$

где k — тензор абсолютной проницаемости пористой среды; k_{rl} — относительная фазовая проницаемость; μ_l — вязкость фазы; g — ускорение свободного падения; ρ_l — плотность фазы, индекс l соответствует фазе o (нефть), w (вода) или g (газ); z — расстояние по вертикали вдоль пласта, предполагается что ось z направлена вертикально вниз.

Система дифференциальных уравнений сохранения массы с учетом уравнения (1), описывающая трехфазное трехмерное течение жидкости в поровой среде, имеет вид

$$\begin{aligned} \operatorname{div} \left(\frac{k_{ro}k}{\mu_o B_o} (\nabla p_o - \rho_o g \nabla z) \right) &= \frac{\partial}{\partial t} \left(m \frac{S_o}{B_o} \right) + Q_o, \\ \operatorname{div} \left(\frac{k_{rg}k}{\mu_g B_g} (\nabla p_g - \rho_g g \nabla z) + \frac{R_s k_{ro}k}{\mu_o B_o} (\nabla p_o - \rho_o g \nabla z) \right) &= \frac{\partial}{\partial t} \left(m \frac{S_g}{B_g} + \frac{R_s S_o}{B_o} \right) + Q_{fg} + R_s Q_o, \quad (2) \\ \operatorname{div} \left(\frac{k_{rw}k}{\mu_w B_w} (\nabla p_w - \rho_w g \nabla z) \right) &= \frac{\partial}{\partial t} \left(m \frac{S_w}{B_w} \right) + Q_w, \end{aligned}$$

где Q_o , Q_{fg} , Q_w — объемы отбираемых компонентов соответственно нефти, свободного газа и воды; R_s — газосодержание нефти; S_o , S_g , S_w — насыщенности

нефтью, газом и водой; B_o , B_g , B_w — объемные коэффициенты нефти, газа и воды.

Для замыкания системы (2) вводятся три дополнительных соотношения:

$$S_o + S_w + S_g = 1, \quad (3)$$

$$p_{cow} = p_o - p_w = f(S_w, S_o), \quad (4)$$

$$p_{cog} = p_g - p_o = f(S_w, S_g), \quad (5)$$

где p_{cow} , p_{cog} — капиллярное давление в системе «нефть — вода» и «нефть — газ» соответственно.

Предполагается, что при изотермическом течении флюиды в пласте находятся при постоянной температуре и в состоянии термодинамического равновесия. Помимо представленных основных формул дополнительно вводятся формулы, учитывающие зависимости свойств пластовых флюидов при изменении давления. Для решения система дополняется начальными и граничными условиями. Под начальными условиями понимается начальное распределение искомых значений давления и насыщенных на момент времени $t = 0$.

В качестве начального условия по давлению принималось давление на газонефтяном контакте, равное 133 атм. Насыщенности по фазам в начальный период времени были заданы согласно значениям водонасыщенности, газонасыщенности и нефтенасыщенности в соответствии с табл. 2 ниже.

Под граничными условиями понимаются условия на границе моделируемой области и на каждой скважине [2]. В рассчитываемой модели присутствует одна многозабойная горизонтальная скважина типа «рыбий скелет», в качестве граничного условия для данной добывающей скважины был определен целевой дебит, равный $60 \text{ м}^3/\text{сут}$. На границе моделируемой области было принято постоянное пластовое давление, равное 133 атм.

Нелинейные уравнения в частных производных, описывающие процессы фильтрации флюидов в пористой среде, не решаются аналитическими методами, для их решения используются численные методы. Применение численных методов предполагает представление моделируемого объекта как совокупности отдельных (дискретных) блоков, а период добычи разбивается на несколько временных этапов, т. е. производится дискретизация задачи как в пространстве, так и во времени. Дискретизация по пространству производится путем наложения определенной сетки на исследуемую область, в результате объект разбивается на ячейки или блоки. Дискретизация по времени производится путем разбиения времени исследования на ряд временных уровней или слоев, на каждом из которых определяются новые значения зависимых параметров. Неустановившаяся фильтрация в пласте описывается уравнениями параболического типа, в которые входят вторые производные по координатам и первая производная по времени. Для решения дифференциального уравнения производится аппроксимация частных производных отношениями конечных разностей. Конечно-разностная аппроксимация производных производится с помо-

щью разложения функции в ряд Тейлора в заданной точке. Подставляя найденные аппроксимации производных в дифференциальные уравнения, получают конечно-разностные аппроксимации уравнений. Численное решение уравнений производится путем поиска значения функции на следующем временном слое.

Описание месторождения. 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» в направлении развития данного региона [3–6].

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 соответственно 300 и 100 м.

Ботуобинский горизонт представлен терригенными песчаниками, отложившимися в условиях прибрежно-морской обстановки. Бароподобное тело, осевая часть которого имеет северо-восточное простирание, формировалось при медленной трансгрессии морского бассейна. К северо-западу от месторождения вдоль пологого берега простиралась обширная нижняя зона пляжа. Само бароподобное тело, вероятно, сформировано приливно-отливными и вдольбереговыми (северо-восточного направления) течениями [3, 7].

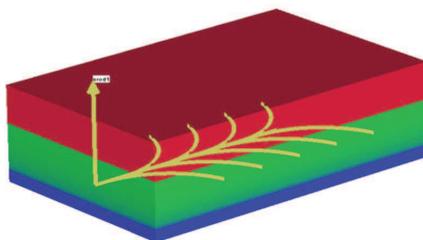


Рис. 1. Секторная модель, используемая при расчетах.

Учитывая сложное геологическое строение месторождения одним из основных направлений развития СБНГКМ является строительство многозабойных скважин fishbone. Многозабойные скважины fishbone получили свое название из-за внешнего сходства своего строения с рыбным скелетом (рис. 1). За счет своей конструктивной особенности он охватывает значительно большую площадь месторождения по сравнению с одиночной горизонтальной скважиной, тем самым повышая продуктивность скважины и снижая удельные затраты на бурение. Многозабойная скважина с несколькими отводами от основного горизонтального ствола позволяет заменить несколько одиночных горизонтальных скважин, повышая рентабельность всего проекта. Кроме того, данная технология является практически единственным способом эффективно разрабатывать

тонкие подгазовые нефтяные оторочки, так как другие распространенные технологии повышения продуктивности, например, такие как гидроразрыв пласта, невозможно применять при подобных осложнениях, характерных для СБНГКМ [3, 7–26].

В табл. 1 представлены технические характеристики скважины fishbone, которые использовались при моделировании.

Таблица 1. Технические характеристики Fishbone

Общая горизонтальная часть в продуктивном пласте, м	6052
Длина основного ствола, м	1406,6
Количество боковых стволов, м	9
Длина боковых стволов, м	334–1006
Депрессия на пласт, атм	5
Нефтенасыщенная мощность, м	14,4

Проблема выбора оптимальной проводки скважины в газонефтеводной зоне пласта обусловлена в первую очередь наличием обширной газовой шапки, которая может прорываться к скважинам, тем самым останавливая процесс добычи из скважины. Чем ближе скважина располагается к 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 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. Следует отметить, что в связи с высокой минерализацией пластовых вод СБНГКМ проблема прорыва пластовой воды в скважины стоит не так остро, как прорывы газа из газовой шапки [27, 28].

Тем самым 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 и анализируя при каждом расположении основные технологические показатели разработки месторождения, делая главный акцент на таком показателе, как накопленная добыча нефти [29–36].

Методология. Расчеты проводились на секторной модели состоящей из 112746 ячеек с размерами 1425 × 901 × 23 м, представленной на рис. 1. Абсолютная глубина газонефтяного контакта (ГНК) составляет 1562 м, глубина

Таблица 2. PVT свойства флюида и ФЕС секторной модели

Плотность нефти, кг/м ³	864,2
Молекулярный вес, кг/м ³	1000
Плотность газа, кг/м ³	0,822
Плотность пластовой воды при пластовых условиях, кг/м ³	1236
Сжимаемость воды, 1/атм	0,255
Приведенное давление, атм	140,1
Вязкость, сПз	8
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, мД	369.3
Пористость	0,16

залегания водонефтяного контакта (ВНК) составляет 1573 м. Расчеты проводились для многозабойной скважины (МГЗС) fishbone состоящей из основного горизонтального ствола длиной 1050 м и 9 отводов длиной 500 м. Общая длина горизонтального ствола составляет 5050 м. Основной целью работы является определение оптимального расположения МГЗС в нефтенасыщенной части пласта. Расчеты проводились по следующим основным технологическим показателям:

- накопленная добычи нефти, газа, жидкости;
- дебит нефти, газа, жидкости;
- газовый фактор.

Расчеты при моделировании 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).

Основные PVT свойства флюида и фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пласта, заложенные в модель, представлены в табл. 2.

На рис. 2, 3 представлены относительные фазовые проницаемости флюидов, заложенные в модель.

Обсуждение. В результате проведенного моделирования были получены следующие результаты. На рис. 4 представлена динамика дебита нефти при разных вариантах расположения скважины. В качестве обозначения вариантов

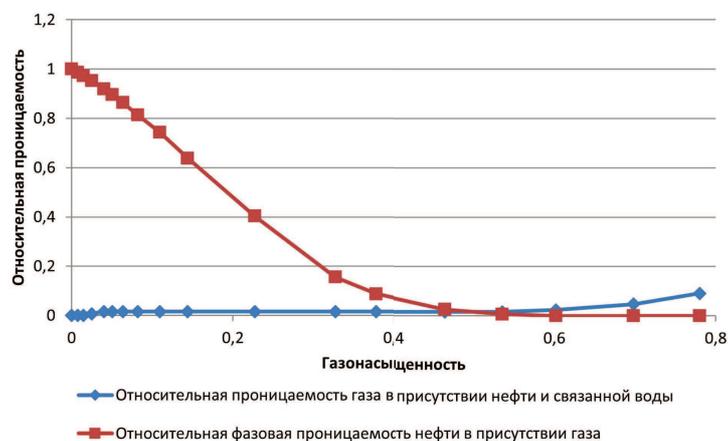


Рис. 2. Относительная газонепфтяная фазовая проницаемость.

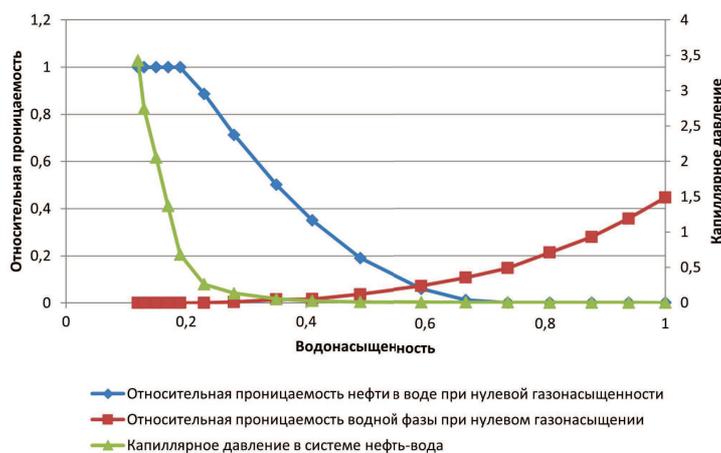


Рис. 3. Относительная водонепфтяная фазовая проницаемость.

расположения скважин использовались глубины расположения скважин, начиная от 1563 м (самое близкое расположение к ГНК — 1 м от ГНК) до 1572 м (самое дальнее расположение от ГНК — 1 м от ВНК).

Из анализа данных зависимостей можно увидеть, как будет меняться дебит скважины в течение периода разработки, равном 50 годам. При моделировании в программном продукте Tempest было задано ограничение — максимальный дебит по жидкости 60 м³/сутки. Кроме того, для данного месторождения принималось ограничение по газовому фактору, равное 2400 м³/м³ (рис. 5), соответствующее прорыву газа. На графиках мы можем видеть после определенного периода времени ступенчатое снижение дебита, которое характерно расчетному

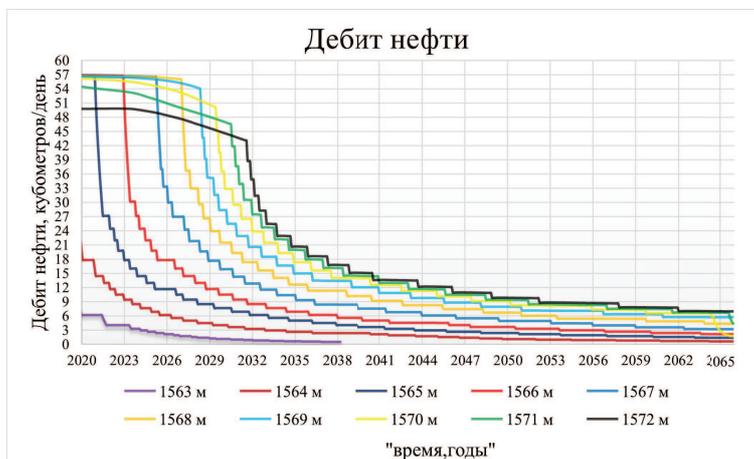


Рис. 4. Динамика дебита нефти при разных глубинах расположения МГЗС.

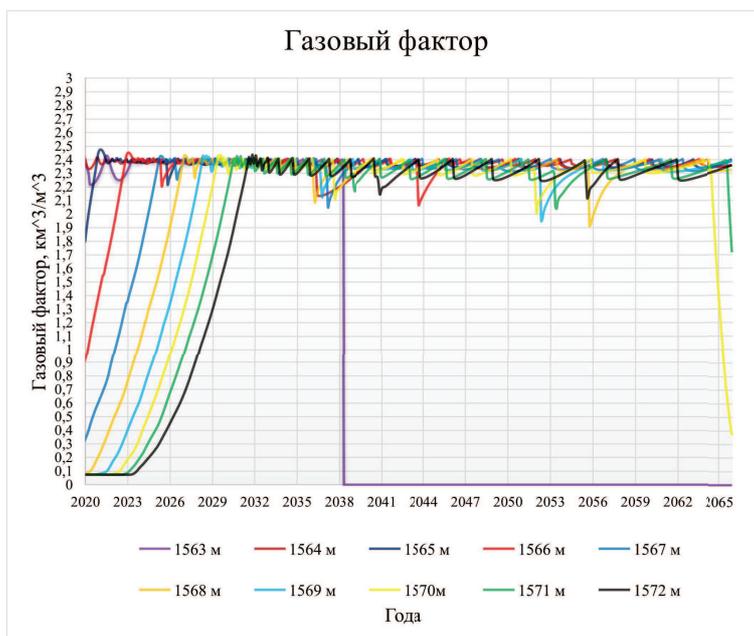


Рис. 5. Динамика газового фактора при разных глубинах расположения МГЗС.

достижению газового фактора и соответствующему снижению дебита с целью ограничения притока газа.

Гидродинамический симулятор Tempest позволяет выводить результаты расчета как в виде графиков, так и в виде таблиц. В статье представлены полученные графики, при этом точные значения итоговых расчетов при описании результатов были взяты из табличных данных.

Из анализа данных по газовому фактору можно наглядно увидеть, через какое время в скважину прорвется газ из газовой шапки, что, по сути, равнозначно остановке скважины для условий СБНГКМ. Вследствие заложенных ограничений в симуляторе Tempest при достижении газового фактора максимального значения мы можем наблюдать снижение дебита. Прорыв газа в скважину для случая максимального расстояния от ГНК, соответствующее 1572 м, наблюдается к 1 декабря 2031 года, для скважины с глубиной залегания 1571 м прорыв газа в скважину наблюдается к 1 ноября 2030 г., а для скважины с глубиной 1570 м прорыв газа наблюдается к 1 июля 2029 г.

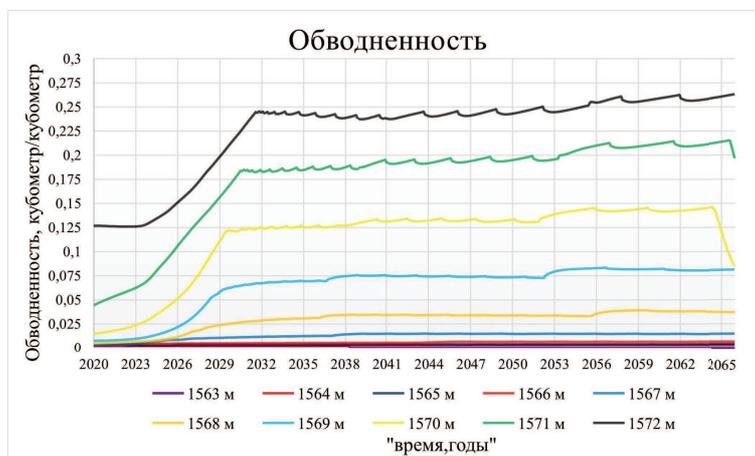


Рис. 6. Динамика обводненности при разных глубинах расположения МГЭС.

Анализ результатов расчета обводненности при разных глубинах расположения МГЭС показывает нам, что обводненность продукции скважины достигает 0,24 к моменту прорыва газа для случая расположения скважины на расстоянии 1 м от ВНК (рис. 6). Для глубин до 1567 м наблюдается незначительный рост обводненности до 0,01, для глубин 1568, 1569, 1570, 1571 и 1572 наблюдается рост обводненности до момента прорыва газа до значений 0,02; 0,07; 0,13; 0,18 и 0,24 соответственно.

На рис. 7 представлены накопленная добыча нефти при разных глубинах расположения скважины fishbone.

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 (соответственно 9 м от ГНК и 1 м от ВНК) является оптимальным с точки зрения объема накопленной добычи нефти, который будет составлять 440 738,8 м³ через 50 лет эксплуатации. В то же время больший интерес представляет накопленная добыча нефти к началу прорыва газа, что в принципе, как уже отмечалось ранее, равносильно остановке скважины. При подобном рассмотрении мы также

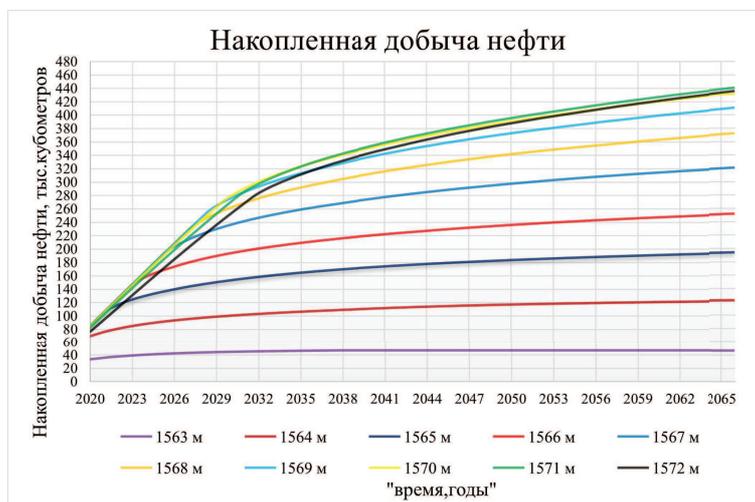


Рис. 7. Динамика накопленной добычи нефти при разных глубинах расположения МГЗС.

можем сделать вывод о том, что скважина с глубиной залегания 1571 м показывает наилучшие результаты по показателю «накопленная добыча нефти». По скважине «1572» к 1 декабря 2031 г. накопленная добыча нефти будет составлять $281\,583,5\text{ м}^3$, по скважине «1571» к 1 ноября 2030 г. накопленная добыча нефти будет составлять $282\,563,4\text{ м}^3$, а по скважине «1570» к 1 июля 2029 г. накопленная добыча нефти будет составлять $270\,584,5\text{ м}^3$.

Принятая оптимальная проводка для газодонефтяных 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 ввиду изменяющейся по площади месторождения толщины нефтенасыщенного слоя и величины газовой шапки необходимо для определенной области месторождения проводку скважины осуществлять индивидуально в зависимости от имеющихся ограничений.

Еще одной 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 причины 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».

Существование наклонных водонефтяных контактов в месторождениях, особенно приуроченных к древним отложениям, является установленным фактом. Попытки объяснения природы наклона ВНК до настоящего времени носят

дискуссионный характер.

На СБНГКМ в интервалах 1564–1580 м наблюдается незначительный наклон ВНК в юговосточном 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: с 6,5–9 сП в верхней части разреза до 24–28 сП на уровне ВНК. Мощность зоны повышенной вязкости составляет 1–1,5 м [37].

Данное обстоятельство позволяет сделать вывод о том, 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.

Выводы. 1. С помощью гидродинамического моделирования, используя секторную модель СБНГКМ, было определено оптимальное расположение скважины fishbone на абсолютной отметке, равной 1571 м, что соответствует расстоянию в 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.

3. Представлены основные фундаментальные дифференциальные уравнения, используемые при моделировании углеводородных пластовых систем, показаны начальные и граничные условия. С увеличением доли трудноизвлекаемых запасов углеводородов возрастают требования к программным продуктам, в которых заложены дифференциальные уравнения, математически описывающие сложные физические процессы, протекающие в пласте. На данный момент крупные нефтегазовые компании, разрабатывающие сложные с геологической точки зрения месторождения, столкнулись с рядом задач, которые характеризуются невозможностью программных продуктов воспроизвести фактические процессы, протекающие в пласте. Следовательно, необходимо развивать математическую базу существующих гидродинамических симуляторов, учитывающих особенности месторождений Якутии.

ЛИТЕРАТУРА

1. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. М.; Ижевск: Ин-

- т компьютер. технологий, 2004.
2. *Пятибратов П. В.* Гидродинамическое моделирование разработки нефтяных месторождений: уч. пособие. М.: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2015.
 3. *Гринченко В. А., Валеев Р. Р., Абдуллин М. М., Щекотов И. В., Копылов А. В., Священко А. В., Яценко С. А., Кобяшев А. В., Комягин А. И., Мандругин А. В., Истишева В. Ф.* Особенности проведения сложных промыслово-геофизических исследований по контролю разработки месторождений в осложненных условиях Восточной Сибири // Нефть хоз-во. 2020. № 11. С. 56–62.
 4. *Levanov A. N., Belyansky V. Y., Volkov I. A., Anuriev D. A., Grinchenko V. A., Musabirov T. R.* Concept baseline for the development of a major complex field in Eastern Siberia using flow simulation // SPE Russ. Petrol. Technol. Conf. (Moscow, Oct. 26–28, 2015). Soc. Petrol. Eng., 2015. SPE-176636-MS.
 5. *Ivanov E. N., Akinin D. V., Valeev R. R., Nikulin E. V., Sultanov R. B.* Development of reservoir with gas cap and underlying water on Srednebotuobinskoye field // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. Soc. Petrol. Eng., 2016. SPE-182055-MS. DOI:10.2118/182055-ms.
 6. *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 // 2020 Int. Sci. Pract. Conf. Environmental Risks and Safety in Mechanical Engineering. 2020. V. 217.
 7. *Носачев А. А.* Прогноз применения методов увеличения нефтеотдачи по геолого-промысловым данным: Дис. ... канд. геол.-мин. наук. ?Город?!, 2000.
 8. *Василевич А., Звягин В., Фомиев Р. и др.* Комплексный подход к проектированию многостворных скважин на шельфе Каспийского моря // Рос. техн. нефтегаз. конф. и выставка SPE по разведке и добыче (Москва, 14–16 октября 2014 г.). М.: SPE, 2014. SPE-171267-MS.
 9. *Сунагатуллин А. Ф., Аржиловский А. В., Манапов Т. Ф., Михеев Ю. В.* Обоснование применения многозабойных скважин на Самотлорском месторождении // Рос. техн. нефтегаз. конф. и выставка (Москва, 26–28 октября 2010 г.) М.: SPE, 2010. SPE-136085-MS.
 10. *Бакиров Д. Л., Фаттахов М. М.* Многозабойные скважины: практический опыт Западной Сибири. Тюмень: ОАО «Тюменский дом печати», 2015.
 11. *Бакиров Д. Л., Ахметшин И. К., Фаттахов М. М. и др.* Планирование и строительство многозабойных скважин с большим отходом от вертикали // Геология, геофизика и разраб. нефт. и газ. месторождений. 2015. № 9. С. 41–50.
 12. *Буракова С. В., Изюмченко Д. В., Минаков И. И., Истомин В. А., Кумейко Е. Л.* Проблемы освоения тонких нефтяных оторочек газоконденсатных залежей Восточной Сибири // Вести газ. науки. 2013. № 16. С. 124–133.
 13. *Овчинников В. П., Фаттахов М. М., Бакиров Д. Л. и др.* Сооружение боковых отводов при строительстве многозабойных скважин: уч. пособие. Тюмень: ТИУ, 2017.
 14. *Исмаков Р. А., Бакиров Д. Л., Подкуйко П. П. и др.* Обоснование требований к профилям разветвленногоризонтальных стволов // Геология, геофизика и разраб. нефт. и газ. месторождений. 2013. № 9. С. 30–34.
 15. *Красневский Ю. С., Ганеев А. И., Мещеряков О. Е., Червякова А. Н., Трофимов В. Е.* Опыт и перспективы разработки залежей нижнепермских отложений многозабойными горизонтальными скважинами на примере Лемезинского месторождения // Рос. техн. нефтегаз. конф. и выставка SPE по разведке и добыче (Москва, 14–16 октября 2014 г.). М.: SPE, 2014. SPE-171217-MS.
 16. *Фаттахов М. М., Бакиров Д. Л., Бурдыга В. А. и др.* Развитие технологий заканчивания скважин с горизонтальным и многозабойным окончанием в ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» // Нефть хоз-во. 2016. № 8. С. 25–27.
 17. *Фаттахов М. М., Бакиров Д. Л., Бондаренко Л. С. и др.* Технично-технологические решения для повышения эффективности бурения многозабойных скважин // Геология, геофизика и разраб. нефт. и газ. месторождений. 2017. № 9. С. 58–63.
 18. *Подкуйко П. П.* Критерии определения эффективности применения различных технологий при бурении горизонтальных стволов скважин // Стр-во нефт. и газ. скважин на суше и море. 2010. № 8. С. 2–3.

19. Колбиков С. В. Оценка факторов, влияющих на разработку нефтяных оторочек // Рос. техн. нефтегаз. конф. и выставка SPE по разведке и добыче (Москва, 16–18 октября 2012 г.). М.: SPE, 2012. SPE–171267–MS.
20. Al-Rbeawi S., Artun E. Fishbone type horizontal wellbore completion: a study for pressure behavior, flow regimes, and productivity index // J. Petrol. Sci. Eng. 2019. V. 176. P. 172–202.
21. Bakirov D. L., Fattakhov M. M., Bondarenko L. S. Practice of complex architecture well construction at the oil fields of OAO LUKOIL in Western Siberia // SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition (Moscow, Oct. 14–16, 2014). Soc. Petrol. Eng., 2014. SPE–171264–MS.
22. Brekke K., Lien S. C. New simple completion methods for horizontal wells improve production performance in high-permeability thin oil zones // SPE Drilling & Completion. 1994. V. 9, N 3. P. 205–209.
23. Chambers M. R. Making multi-lateral wells cost effective // SPE Annu. Int. Conference and Exhibition NAICE. Soc. Petrol. Eng., 1998. SPE–51244–MS. DOI:10.2118/51244-ms.
24. Cuthbert A., Hegreberg J. M., Skoglund E. Stacked multilateral system for the Troll olje field. Development and case history // SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conf. P. 1–11. Soc. Petrol. Eng., 2003. DOI:10.2118/79866-ms.
25. Dikken Ben J. Pressure drop in horizontal wells and its effect on production performance // J. Petrol. Technol. 1990. V. 42, N 11. P. 1426–1433. DOI:10.2118/19824-PA.
26. Dossary A. S., Mahgoub A. A. Drilling maximum-reservoir-contact wells in the Shaybah field // J. Petrol. Technol. 2004. V. 56, N 9. P. 60–63. DOI:10.2118/0904-0060-jpt.
27. Glebov E. A., Shokarev I. A., Gulov A. B., Zhudov A. B., Dymov S. C., Do-brokhleb P. C., Kretsul V. C., Zadvornov D. C., Kondarev V. C. Yurkharovskoye extended reach drilling campaign resulted in the successful completion of record multilateral well // SPE Russian Petroleum Technology Conf. (Moscow, Oct. 26–28, 2015). Soc. Petrol. Eng., 2015. SPE–176507–MS. DOI:10.2118/176507-ms.
28. Yurkiw F. J., Gilmour S. G., Barrechea P. J., Wasslen R. D., Churcher P. L., Pustanyk R. H. Multi-lateral underbalanced drilling for field optimization: Weyburn unit, Saskatchewan, Canada // SPE Int. Conf. Horizontal Well Technology (Calgary, Nov. 18–20, 1996). Soc. Petrol. Eng., 1996. SPE–37064–MS.
29. Stalder J. L., York G. D., Kopper R. J., Curtis C. M., Cole T. L., Copley J. H. Multilateral-horizontal wells increase rate and lower cost per barrel in the Zuata field // SPE Int. Thermal Operations and Heavy Oil Symp. (Porlamar, Venezuela, Mar. 12–14, 2001). Soc. Petrol. Eng., 2001. SPE–69700–MS.
30. Lowson B. Multi-lateral well planning // SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conf. (Bahrain, Nov. 23–25, 1997). Soc. Petrol. Eng., 1997.
31. Lukyantseva E. A., Oparin I. A., Sultanov R. B. Size matters: “Birch leaf” project or new world record in drilling of multilateral wells // 6th Int. Conf. GeoBaikal. 2020.
32. Bazitov M. V., Golovko I. S., Konosov D. A., Mingazov A. N., Nigmatullin R. R., Lokot A. V., Malyasov V. Y. First fishbone well drilling at Vankorskoye field // SPE Russian Petroleum Technology Conf. (Moscow, Oct. 26–28, 2015). Soc. Petrol. Eng., 2015. SPE–176510–MS. DOI:10.2118/176510-ms.
33. Rylance M. A., Tuzov Y. B., Aliyev S. B., Gorbov A. B., Galitskiy I. B., Makhmutov D. B., Grinchenko V. B., Sultanov R. B., Levanov I. C. Fishbones, wishbones and birch-leaves, multilateral well design on the srednebotuobinskoye field in eastern Siberia // SPE Russian Petroleum Technology Conf. (Moscow, Oct. 26–29, 2020). Soc. Petrol. Eng., 2020. SPE–201849–MS.
34. Nasirov V. A., Nurov S. R., Gotlib O. L. Prospects for the development of thin carbonate oil rims at the fields of OJSC Udmurtneft // Oil Industry. 2011. N 6. P. 22–24.
35. Birchenko V. M., Al-Khelawi F. T., Konopczynski M. R., and Davies D. R. Advanced wells: How to make a choice between passive and active inflow-control completions // SPE Annu. Technical Conference and Exhibition (Denver, Sept. 21–24, 2008). Soc. Petrol. Eng., 2008. SPE–115742–MS. DOI:10.2118/115742-ms.
36. Winton J. A. C., Lodder R. J., Smit A. L. Multi-lateral well construction: A multi-benefit drilling technology // IADC/SPE Drilling Conf. (Dallas, Mar. 3–6, 1998), Soc. Petrol. Eng., 1998. SPE–39353–MS. DOI:10.2118/39353-ms.

37. 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 // Сетевое науч. изд. «Нефтяная провинция». 2019. № 2. С. 1–24.

Поступила в редакцию 14 июля 2022 г.

После доработки 13 ноября 2022 г.

Принята к публикации 29 ноября 2022 г.

Томский Кирилл Олегович (ORCID 0000-0001-7612-5393),
Иванова Мария Сергеевна (ORCID 0000-0003-3272-9253),
Ощепков Николай Сергеевич, Соколов Никита Григорьевич
Политехнический институт (филиал)
Северо-Восточного федерального университета в г. Мирном,
базовая кафедра ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» ПАО НК «Роснефть»,
ул. Ойунского, 14, г. Мирный, Республика Саха (Якутия)
kirilltom@mail.ru, ims.06@mail.ru, widepeepohappy@bk.ru,
Nikitasokolovgrigorevich@gmail.com

DETERMINING THE OPTIMAL LOCATION
OF A MULTILATERAL FISHBONE WELL,
TAKING INTO ACCOUNT THE PECULIARITIES
OF THE SREDNEBOTUOBINSKOYE
OIL AND GAS CONDENSATE FIELD
USING HYDRODYNAMIC MODELING

K. O. Tomskiy, M. S. Ivanova,
N. S. Oshchepkov, and N. G. Sokolov

Abstract: The main purpose of using digital hydrodynamic modeling is to predict the state of an oil or gas reservoir and determine ways to increase the ultimate oil recovery. The simulated physical system is described by the corresponding mathematical equations. Mathematical models are based on non-linear partial differential equations with appropriate initial and boundary conditions. The equations describing the mathematical model of the reservoir are almost always so complex that they cannot be solved analytically. The paper presents the main fundamental differential equations used in the modeling of hydrocarbon reservoirs. Using the hydrodynamic simulator Tempest More (Roxar), calculations were carried out to determine the optimal location of a multilateral fishbone well using the example of the geologically complex Srednebotuobinskoye oil and gas condensate field (SBNGKM), located on the territory of the Republic of Sakha (Yakutia). To date, the most branched well in the Russian Federation has been drilled at the SBNGKM. The main object of field development is the Botuobinsky horizon, in which about 3/4 of the geological reserves of the reservoir are concentrated in a thin oil rim with an average oil-saturated layer thickness of 10 m with an extensive gas cap. The development of the SBNGKM is carried out by horizontal and multilateral wells, called "fish skeleton" and "birch leaf" due to their design features. Thanks to the use of such wells, it is possible to reduce the drawdown on the reservoir, thereby preventing gas breakthroughs into wells in conditions of a thin oil rim. In the work, calculations were made of the technological parameters of the development of the SBNGKM at different locations of the multilateral horizontal well along the oil-saturated thickness, conclusions were drawn about the optimal well drilling, the need for an individual approach was determined when drilling the well, taking into account the change in the thickness of the oil-saturated layer and gas cap in the field, as well as the presence of zones with high viscosity oil.

DOI: 10.25587/SVFU.2023.68.12.008

Keywords: hydrodynamic modeling, non-linear differential equations, Srednebotuobinskoye oil and gas condensate field, multilateral well, cumulative oil production, oil flow rate, gas cap, gas-oil ratio, bottom water, thin oil rim, inclined oil-water contact.

REFERENCES

1. Aziz K. and Settari E., *Mathematical Modeling of Reservoir Systems* [translate from English], Inst. Comput. Technol., Moscow; Izhevsk (2004).
2. Pyatibratov P. V., *Hydrodynamic Modeling of Oil Field Development* [in Russian], Gubkin Russ. State Univ. Oil and Gas, Moscow (2015).
3. Grinchenko V. A., Valeev R. R., Abdullin M. M., et al., "Peculiarities of carrying out complex field geophysical studies to control the development of deposits in the complicated conditions of Eastern Siberia," *Neft. Khozyaystvo*, No. 11, 56–62 (2020).
4. 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 Conf. (Moscow, Oct. 26–28, 2015)*, SPE–176636–MS, Soc. Petrol. Eng. (2015).
5. Ivanov E. N., Akinin D. V., Valeev R. R., Nikulin E. V., and Sultanov R. B., "Development of reservoir with gas cap and underlying water on Srednebotuobinskoye field," *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, SPE–182055–MS*, Soc. Petrol. Eng. (2016).
6. Ivanova M. S. and Tomskii K. O., "Effectiveness of demulsifiers for the destruction of highly mineralized water-oil emulsions of the Srednebotuobinsky oil and gas condensate field," *2020 Int. Sci. Pract. Conf. Environmental Risks and Safety in Mechanical Engineering*, **217** (2020).
7. Nosachev A. A., *Forecast of the Application of Methods for Increasing Oil Recovery According to Geological and Field Data* [in Russian], Diss. Kand. Geol.-Mineral. Nauk, ??? (2000).
8. Vasilevich A., Zvyagin V., Fomiyev R., et al., "Complex well design for multilaterals offshore North Caspian Sea," *SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conf. and Exhibition (Moscow, Oct. 14–16, 2014)*, SPE–171267–MS, Soc. Petrol. Eng. (2014).
9. Sunagatullin A. F., Arzhilovsky A. V., Manapov T. F., and Mikheev Yu. V., "Rationale for the use of multilateral wells at the Samotlor field," *SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition (Moscow, Oct. 26–28, 2010)*, SPE–136085–MS, Soc. Petrol. Eng. (2010).
10. Bakirov D. L. and Fattakhov M. M., *Multilateral Wells: Practical experience of Western Siberia* [in Russian], OJSC "Tyumen Printing House," Tyumen (2015).
11. Bakirov D. L., Akhmetshin I. K., Fattakhov M. M., et al., "Planning and construction of multilateral wells with extended reach [in Russian]," *Geol. Geofiz. i Razrab. Neft. Gaz. Mestorozhdeniy*, No. 9, 41–50 (2015).
12. Burakova S. V., Izyumchenko D. V., Minakov I. I., Istomin V. A., and Kumeiko E. L., "Problems of development of thin oil rims of gas condensate deposits in Eastern Siberia [in Russian]," *Vesti Gaz. Nauki*, No. 16, 124–133 (2013).
13. Ovchinnikov V. P., Fattakhov M. M., Bakirov D. L. [and others], *The construction of side branches during the construction of multilateral wells: a textbook*, TIU, Tyumen (2017).
14. Ismakov R. A., Bakirov D. L., Podkuyko P. P., et al., "Substantiation of requirements for the profiles of branched horizontal wells [in Russian]," *Geol. Geofiz. i Razrab. Neft. Gaz. Mestorozhdeniy*, No. 9, 30–34 (2013).
15. Krasnevsky Yu. S., Ganeev A. I., Mescheryakov O. E., Chervyakova A. N., Trofimov V. E. "Practice and future potential of multilateral horizontal drilling for lower Permian reservoirs: Case study from Lemezinskoe field," *SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition (Moscow, Oct. 14–16, 2014)*, SPE–171217–MS, Soc. Petrol. Eng. (2014).
16. Fattakhov M. M., Bakirov D. L., Burdyga V. A., et al., "Development of completion technologies for wells with horizontal and multilateral completions in OOO LUKOIL-Western Siberia [in Russian]," *Neft. Khozyaystvo*, No. 8, 25–27 (2016).
17. Fattakhov M. M., Bakirov D. L., Bondarenko L. S., et al., "Technical and technological solutions for improving the efficiency of drilling multilateral wells [in Russian]," *Geol. Geofiz. i Razrab. Neft. Gaz. Mestorozhdeniy*, No. 9, 58–63 (2017).
18. Podkuyko P. P., "Criteria for determining the effectiveness of the application of various technologies in drilling horizontal wellbores [in Russian]," *Stroitelstvo Neft. Gaz. Skvazhin na Sushe i More*, No. 8, 2–3 (2010).
19. Kolbikov S. V., "Peculiarities of thin oil rim development," *SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition (Moscow, Oct. 16–18, 2012)*, SPE–160678–MS, Soc. Petrol. Eng. (2012).

?!

20. *Al-Rbeawi S. and Artun E.*, “Fishbone type horizontal wellbore completion: a study for pressure behavior, flow regimes, and productivity index,” *J. Petrol. Sci. Eng.*, **176**, 172–202 (2019).
21. *Bakirov D. L., Fattakhov M. M., and Bondarenko L. S.*, “Practice of Complex Architecture Well Construction at the Oil Fields of OAO LUKOIL in Western Siberia,” *SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition (Moscow, Oct. 14–16, 2014)*, SPE–171264–MS, Soc. Petrol. Eng. (2014).
22. *Brekke K. and Lien S. C.*, “New, simple completion methods for horizontal wells improved production performance in high-permeability thin oil zones,” *SPE Drilling & Completion*, **9**, No. 3, 205–209 (1994).
23. *Chambers M. R.*, “Making multi-lateral wells cost effective,” *SPE Annu. Int. Conference and Exhibition NAICE, Soc. Petrol. Eng.* (1998). SPE–51244–MS. DOI:10.2118/51244-ms.
24. *Cuthbert A., Hegreberg J. M., and Skoglund E.*, “Stacked multilateral system for the Troll Olje field. Development and case history,” *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conf.*, 1–11 (2003). DOI:10.2118/79866-ms.
25. *Dikken Ben J.*, “Pressure drop in horizontal wells and its effect on production performance,” *J. Petrol. Technol.*, **42**, No. 11, 1426–1433 (1990). DOI:10.2118/19824-PA.
26. *Dossary A. S. and Mahgoub A. A.*, “Drilling maximum-reservoir-contact wells in the Shaybah field,” *J. Petrol. Technol.*, **56**, No. 9, 60–63 (2004). DOI:10.2118/0904-0060-jpt.
27. *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 Conf. (Moscow, Oct. 26–28, 2015)*, SPE–176507–MS, Soc. Petrol. Eng. (2015). DOI:10.2118/176507-ms.
28. *Yurkiw F. J., Gilmour S. G., Barrenechea P. J., et al.*, “Multi-lateral underbalanced drilling for field optimization: Weyburn Unit, Saskatchewan, Canada,” *SPE Int. Conf. Horizontal Well Technology (Calgary, Nov. 18–20, 1996)*, SPE–37064–MS, Soc. Petrol. Eng. (1996).
29. *Stalder J. L., York G.D., Kopper R. J., et al.*, “Multilateral-horizontal wells increase rate and lower cost per barrel in the Zuata Field,” *SPE Int. Thermal Operations and Heavy Oil Symp. (Porlamar, Venezuela, Mar. 12–14, 2001)*, SPE–69700–MS, Soc. Petrol. Eng. (2001).
30. *Lowson B.*, “Multi-lateral well planning,” *SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conf. (Bahrain, Nov. 23–25, 1997)*, Soc. Petrol. Eng. (1997).
31. *Lukyantseva E. A., Oparin I. A., and Sultanov R. B.*, “Size matters: “Birch leaf” project or new world record in drilling of multilateral wells,” *6th Int. Conf. GeoBaikal* (2020).
32. *Bazitov M. V., Golovko I. S., Konosov D. A., et al.*, “First fishbone well drilling at Vankorskoe field,” *SPE Russian Petroleum Technology Conf. (Moscow, Oct. 26–28, 2015)*, SPE–176510–MS, Soc. Petrol. Eng. (2015).
33. *Rylance M. A., Tuzov Y. B., Aliyev S. B., et al.*, “Fishbones, wishbones and birch-leaves, multilateral well design on the Srednebotuobinskoye field in Eastern Siberia,” *SPE Russian Petroleum Technology Conf. (Moscow, Oct. 26–29, 2020)*, SPE–201849–MS, Soc. Petrol. Eng. (2020).
34. *Nasirov V. A., Nurov S. R., and Gotlib O. L.*, “Prospects for the development of thin carbonate oil rims at the fields of OJSC Udmurtneft,” *Oil Industry*, No. 6, 22–24 (2011).
35. *Birchenko V. M., Al-Khelawi F. T., Konopczynski M. R., and Davies D. R.*, “Advanced wells: How to make a choice between passive and active inflow-control completions,” *SPE Annu. Technical Conference and Exhibition (Denver, Sept. 21–24, 2008)*, SPE–115742–MS, Soc. Petrol. Eng. (2008).
36. *Winton J. A. C., Lodder R. J., and Smit A. L.*, “Multi-lateral well construction: A multi-benefit drilling technology,” *IADC/SPE Drilling Conf. (Dallas, Mar. 3–6, 1998)*, SPE–39353–MS, Soc. Petrol. Eng. (1998). DOI:10.2118/39353-ms.
37. *Osipova M. V. and Sivtsev A. I.*, “Inclined oil-water contact in the Botuobinsky horizon of the Srednebotuobinsky oil and gas condensate field as a sign of the features of oil and gas formation and oil and gas accumulation within the Nepa-Botuobinsky antecline [in Russian],”

Oil Province, No. 2. 1–24 (2019).

Submitted July 14, 2022

Revised November 13, 2022

Accepted November 29, 2022

Kirill O. Tomskiy
Mirny Polytechnic Institute (branch)
of North-Eastern Federal University,
Base Department of Petroleum Engineering,
14 Oyunsky Street, Mirny 678170, Russia
kirilltom@mail.ru.

Maria S. Ivanova
Mirny Polytechnic Institute (branch)
of North-Eastern Federal University,
Base Department of Petroleum Engineering,
14 Oyunsky Street, Mirny 678170, Russia
ims.06@mail.ru.

Nikolay S. Oshchepkov
Mirny Polytechnic Institute (branch)
of North-Eastern Federal University,
Base Department of Petroleum Engineering,
14 Oyunsky Street, Mirny 678170, Russia
widepeepohappy@bk.ru

Nikita G. Sokolov
Mirny Polytechnic Institute (branch)
of North-Eastern Federal University,
Base Department of Petroleum Engineering,
14 Oyunsky Street, Mirny, 678170, Russia
Nikitasokolovgrigorevich@gmail.com