

УДК 622.06

DOI: 10.18799/24131830/2025/2/4480

Шифр специальности ВАК: 2.8.4

## Анализ влияния свойств и конфигурации пласта на коэффициент извлечения нефти при разработке нефтегазоконденсатных месторождений

В.А. Кряжев, Я.А. Кряжев<sup>✉</sup>, А.Я. Гильманов, А.П. Шевелёв

Тюменский государственный университет, Россия, г. Тюмень

<sup>✉</sup>kryazhev\_yar@mail.ru

**Аннотация. Актуальность.** Существенная доля запасов нефти содержится в нефтяных оторочках газовых или газоконденсатных месторождений. Стратегия и очередность разработки нефтяных и газовых частей таких месторождений во многом определяет количество безвозвратно теряемой нефти при добыче. Эффективное использование выбранной стратегии разработки невозможно без учёта индивидуальных особенностей месторождения. **Цель:** анализ влияния конфигурации и свойств пласта и технологического режима эксплуатации скважин на коэффициент извлечения нефти для выбора наиболее эффективной стратегии разработки с помощью гидродинамического моделирования. **Методы.** Моделирование разработки нефтегазоконденсатного месторождения осуществляется в программном комплексе tНавигатор компании Rock Flow Dynamics на основе системы уравнений многофазной фильтрации. Проводится параметрический анализ влияния глубины водонефтяного контакта, типа нефтяной оторочки, стратегии разработки, анизотропии, проницаемости и М-фактора на зависимость коэффициента извлечения нефти от её дебита. **Результаты и выводы.** В результате моделирования было установлено, что первоочередная разработка нефтяной оторочки позволяет достичь больших коэффициентов извлечения нефти по сравнению с одновременной разработкой газовой шапки и нефтяной оторочки. В случае небольшого расстояния между поверхностями газонефтяного и водонефтяного контактов необходимо реализовывать сценарий, при котором добыча газа начинается практически одновременно с добычей нефти. Установлено, что наличие оптимального значения дебита нефти связано с тем, что дальнейшее увеличение дебита приводит к возрастанию перепада давления между газовой шапкой и нефтяной оторочкой в районе скважины, ускоряющего проявление эффекта конусообразования газа, причём это значение в два раза меньше полученного приближёнными аналитическими методами. Показано, что для нефтяных оторочек краевого типа величина латеральной проницаемости вносит больший вклад в проявление эффекта прорыва газа к добывающим скважинам, чем вертикальная. Для оторочки подстилающего типа, напротив, высокие значения коэффициента анизотропии пласта оказывают негативное влияние на нефтеотдачу.

**Ключевые слова:** нефтяные оторочки, нефтегазоконденсатные месторождения, коэффициент извлечения нефти, методы увеличения нефтеотдачи, стратегия разработки, фильтрация флюид

**Для цитирования:** Анализ влияния свойств и конфигурации пласта на коэффициент извлечения нефти при разработке нефтегазоконденсатных месторождений / В.А. Кряжев, Я.А. Кряжев, А.Я. Гильманов, А.П. Шевелёв // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 2. – С. 79–91. DOI: 10.18799/24131830/2025/2/4480

---

UDC 622.06

DOI: 10.18799/24131830/2025/2/4480

## Analysis of formation properties and configuration impact on the oil recovery factor during the production of oil and gas condensate fields

V.A. Kriazhev, Ya.A. Kriazhev<sup>✉</sup>, A.Ya. Gilmanov, A.P. Shevelev

University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation

<sup>✉</sup>kryazhev\_yar@mail.ru

**Abstract. Relevance.** A significant share of oil reserves is contained in the oil rims of gas or gas condensate fields. The strategy and sequence of development of oil and gas parts of such fields largely determines the amount of oil, which will not be produced. Effective use of the chosen development strategy is impossible without considering the individual characteristics of the reservoir. **Aim.** Analysis of the configuration and properties of the reservoir and the technological mode of operation impact on the oil recovery factor to select the most effective development strategy using reservoir simulation. **Methods.** Simulation of the development of an oil and gas condensate field is carried out in the tNavigator software package of Rock Flow Dynamics based on a system of multiphase filtration equations. The parametric analysis of the influence of the depth of the oil-water contact, the type of oil rim, the development strategy, anisotropy, permeability and M-factor on the dependence of the oil recovery factor on its flow rate is carried out. **Results and conclusions.** As a result of simulation, it was found that the primary development of the oil rim allows achieving large oil recovery factor compared with the simultaneous development of the gas cap and the oil rim. In the case of a small distance between the surfaces of gas-oil and water-oil contacts, it is necessary to implement a strategy, in which gas production begins almost simultaneously with oil production. It is established that the presence of an optimal oil flow rate is caused by increase in the pressure drop between the gas cap and the oil rim in the well area, accelerating the presence of the gas breakthrough to producers. It is shown that for edge-type oil rims, the lateral permeability value contributes more to the presence of the cone formation effect than the vertical one. In contrast, high values of the reservoir anisotropy coefficient have a negative impact on oil recovery for the underlying type of rim.

**Keywords:** oil rims, oil and gas condensate fields, oil recovery factor, enhanced oil recovery methods, development strategy, fluid filtration

**For citation:** Kriazhev V.A., Kriazhev Ya.A., Gilmanov A.Ya., Shevelev A.P. Analysis of formation properties and configuration impact on the oil recovery factor during the production of oil and gas condensate fields. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 2, pp. 79–91. DOI: 10.18799/24131830/2025/2/4480

## Введение

Разработка нефтегазоконденсатных месторождений, включающих в себя залежи с газовыми шапками, активно осуществляется по всему миру. В частности, подобные месторождения есть в России [1–3], Нигерии [4, 5], в Средиземном море вблизи побережья Ливии [6]. В России пласты, содержащие газовые шапки, имеются на Самотлорском месторождении [1], в Удмуртии [2] и Красноярском крае [7]. Крупным нефтегазоконденсатным месторождением является Новопортовское месторождение на полуострове Ямал [3, 8]. Под газовой шапкой на этих месторождениях находится нефтенасыщенная зона, которая, в случае её малых размеров, называется нефтяной оторочкой [9, 10].

Разработка таких месторождений связана с рядом вызовов и сложностей. Существенное влияние на конечный коэффициент извлечения нефти (КИН) оказывает выбор стратегии разработки месторождения [1]. Выбор последовательности разработки между нефтяной оторочкой и газовой шапкой залежи осуществляется на основании экономической эффективности, во многом связанной с целевым продуктом компании и соотношением развитости нефтяной и газовой инфраструктуры района залегания углеводородов. Так, например, для газодобывающих компаний, обладающих лицензиями на разработку нефтегазовых/нефтегазоконденсатных месторождений со слабо развитой нефтяной инфраструктурой, приоритетным является разработка газовых шапок. Первоочередная разработка газовой шапки хотя и характеризуется высокими темпами отбора газа, но способна привести к существенному падению пластового давления, что впоследствии приве-

дет к перетоку нефти из оторочки в газонасыщенную область [11, 12]. Добыча нефти из этой области проблематична и требует разработки специальных проектов и способов [1]. Для компаний, специализирующихся на добыче нефти, первоочередной задачей является извлечение запасов нефти. Считается, что в случае первоочередной разработки нефтяной оторочки можно получить более высокие значения КИН за счет отсутствия эффекта расформирования нефтенасыщенной зоны, но в этом случае неизбежен прорыв газа в добывающие скважины [9], что приведет к невозможности эффективной эксплуатации нефтяных скважин. Одновременная разработка нефтяной оторочки и газовой шапки является компромиссным вариантом, когда добывается и нефть, и газ в некоторых средних количествах, обеспечивающих контролируемое движение контактов [13]. Однако при этом всё равно возможны перетоки фаз из одной области в другую, что затруднит последующее извлечение нефти.

Для предотвращения перетока газа в область нефтяной оторочки возможно использование технологии барьерного заводнения [2, 14], когда вода закачивается в область газонефтяного контакта (ГНК) для образования устойчивой границы между газовой шапкой и нефтяной оторочкой. Однако эта технология требует дополнительных затрат при её проведении и моделировании необходимых объёмов закачки, бурения дополнительных скважин. Вместо воды также возможна закачка пен [15] с этой же целью, но и эта технология не лишена указанных недостатков.

В некоторых случаях [8, 16] возможна разработка нефтяной оторочки, в дополнение к этому может

быть организован сайклинг-процесс для поддержания пластового давления в газовой шапке, хотя такая технология в конечном итоге не способна полностью заблокировать перетоки нефти из оторочки в газовую шапку.

Отсутствие универсального способа разработки месторождений с газовыми шапками приводит к необходимости обоснования выбора стратегии их разработки. Практика показывает, что на нефтеотдачу существенное влияние оказывает величина остаточной нефтенасыщенности в газовой шапке [17], размер оторочки, фильтрационно-емкостные свойства пласта [4, 9, 16]. От этих параметров зависит эффективность и стратегия разработки. Однако полноценного анализа влияния параметров пласта на коэффициент извлечения нефти и газа с рассмотрением физических процессов, протекающих при разработке месторождения с газовой шапкой, к настоящему времени проведено не было. Это обуславливает актуальность настоящей работы.

Выбор стратегии разработки нефтегазовых и нефтегазоконденсатных залежей затруднителен без предварительного моделирования процесса с целью прогноза основных технологических параметров и принятия в качестве реализуемого одного из вариантов по конечным значениям коэффициентов извлечения. Обычно для этого используются гидродинамические симуляторы [1, 4, 9]. Кроме того, учитываются экономические затраты и прибыль от добычи углеводородов.

Целью работы является анализ влияния конфигурации и свойств пласта и технологического режима эксплуатации скважин на коэффициент извлечения нефти для выбора наиболее эффективной стратегии разработки с помощью гидродинамического моделирования. В статье впервые вводятся безразмерные комплексы подобия для классической гидродинамической модели фильтрации флюида в пористой среде.

### Безразмерная математическая модель фильтрации флюида в пористой среде

Пусть рассматривается декартовая прямоугольная система координат, в которой  $x$ ,  $y$ ,  $z$  – пространственные координаты. Модель «чёрной нефти» подразумевает наличие следующих фаз: вода, нефть с растворённым в ней газом и газ в свободном состоянии. При этом компонентный состав фаз не учитывается. В этом случае классическая система уравнений механики многофазных сред записывается следующим образом [18]:

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial t} \left( m \rho_{wm0} \frac{S_w}{B_w} \right) = \\ & = \operatorname{div} \left( \rho_{wm} \left[ \frac{k k_{rw}}{\mu_w B_w} (\nabla p_w - \rho_w g \nabla z) \right] \right) + q_w, \end{aligned} \quad (1)$$

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial t} \left( m \rho_{om0} \left[ \frac{S_o}{B_o} + R_{og} \frac{S_g}{B_g} \right] \right) = \\ & = \operatorname{div} \sum_{n=o,g} \left( x_{on} \rho_{nm} \left[ \frac{k k_{rn}}{\mu_n B_n} (\nabla p_n - \rho_n g \nabla z) \right] \right) + q_o, \end{aligned} \quad (2)$$

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial t} \left( m \rho_{gm0} \left[ \frac{S_g}{B_g} + R_{go} \frac{S_o}{B_o} \right] \right) = \\ & = \operatorname{div} \sum_{n=o,g} \left( x_{gn} \rho_{nm} \left[ \frac{k k_{rn}}{\mu_n B_n} (\nabla p_n - \rho_n g \nabla z) \right] \right) + q_g, \end{aligned} \quad (3)$$

$$p_o - p_g = p_{cog}, \quad (4)$$

$$p_o - p_w = p_{cow}, \quad (5)$$

$$\sum_{n=o,w,g} S_n = 1, \quad (6)$$

где  $t$  – время;  $m$  – коэффициент динамической пористости;  $n$  – индекс фазы (индекс  $o$  означает нефть,  $w$  – воду,  $g$  – газ);  $\rho_n$ ,  $\rho_{nm}$  и  $\rho_{nm0}$  – соответственно удельная масса  $n$ -ой фазы, плотность одного моля  $n$ -й фазы в пластовых и в стандартных условиях;  $S_n$  – насыщенность порового пространства  $n$ -й фазой;  $B_n$  – объёмный коэффициент  $n$ -й фазы;  $k$  – абсолютная проницаемость пласта;  $k_{rn}$  – относительная фазовая проницаемость  $n$ -й фазы;  $\mu_n$  – коэффициент динамической вязкости  $n$ -й фазы;  $p_n$  – давление  $n$ -й фазы в поровом пространстве;  $g$  – ускорение свободного падения;  $q_n$  – удельный поток массы  $n$ -ой фазы;  $R_{og}$  и  $R_{go}$  – объёмная растворимость нефти в газе и газа в нефти соответственно;  $x_{on}$  и  $x_{gn}$  – мольная концентрация нефти в  $n$ -й фазе и газа в  $n$ -й фазе соответственно;  $p_{cog}$  и  $p_{cow}$  – капиллярные давления в системе нефть–газ и нефть–вода соответственно.

Уравнения (1)–(3) представляют собой законы сохранения массы воды, нефти и газа с учётом закона Дарси. Левая часть уравнений характеризует изменение массы соответствующей фазы в выделенном объёме пористой среды в единицу времени, причём в уравнениях (2) и (3) первое слагаемое учитывает изменение массы чистой нефти или газа, а второе – растворённой нефти в газе или растворённого газа в нефти. Дивергентное слагаемое в правой части показывает конвективные потоки массы этой фазы, причём первое слагаемое соответствует потоку в латеральном направлении, а второе – потоку из-за наличия гидростатического давления. Последнее слагаемое в правой части учитывает объёмные источники массы соответствующей фазы. Уравнения (4) и (5) позволяют рассчитать по определению капиллярные давления в системах нефть–газ и нефть–вода. Последнее соотношение (6) является замыкающим и учитывает, что сумма насыщенностей фаз равна 1.

Неизвестными в системе уравнений (1)–(6) являются насыщенности и давления фаз. Для решения системы уравнений (1)–(6) необходимо задание начальных и граничных условий. Моделируется

залежь нефти с газовой шапкой, водонасыщенность вне водоносной зоны  $W$  равна минимальной – связанной водонасыщенности  $S_{wr}$ , в области воды  $W$  водонасыщенность равна максимальной:

$$\begin{aligned} S_w(t = 0, M(x, y, z) \in W) &= 1, \\ S_w(t = 0, M(x, y, z) \notin W) &= S_{wr}, \end{aligned} \quad (7)$$

где  $M$  – некоторая точка.

Газ имеет максимальную насыщенность в области газовой шапки  $G$ , в остальной части месторождения он отсутствует:

$$\begin{aligned} S_g(t = 0, M(x, y, z) \in G) &= 1 - S_{wr} - S_{or}, \\ S_g(t = 0, M(x, y, z) \notin G) &= 0, \end{aligned} \quad (8)$$

где  $S_{or}$  – остаточная нефтенасыщенность.

Давление в начальный момент времени равно невозмущённому пластовому  $p_r$ :

$$p_n(t = 0, x, y, z) = p_r. \quad (9)$$

Месторождение имеет непроницаемые границы, поэтому граничные условия имеют вид:

$$\left. \frac{\partial p_n}{\partial N_j} \right|_{G_j} = 0, n = o, w, g, \quad (10)$$

где  $N_j$  – нормаль к  $j$ -й границе  $G_j$ .

Такой вид граничных условий является типовым для рассматриваемых месторождений.

Для проведения анализа чувствительности и оценки влияющих параметров на разработку месторождения с газовой шапкой необходимо провести обезразмеривание системы уравнений (1)–(6). Для этого вводятся следующие безразмерные параметры:

$$\begin{aligned} D_{fm0} &= \frac{\rho_{fm0}}{\rho_{wmo}}, \\ D_{nm} &= \frac{\rho_{nm}}{\rho_{wmo}}, \\ Q_f &= \frac{q_f}{q_w}, \\ P_{cof} &= \frac{p_{cof}}{p_r}, f \neq o, \end{aligned}$$

где  $f=o, w, g$  – индекс фазы, определяемые по уравнению, описывающему поведение этой фазы;  $R_{fm0}$  – безразмерная молярная плотность фазы  $f$  в стандартных условиях;  $R_{nm}$  – безразмерная плотность  $n$ -й фазы;  $Q_f$  – безразмерный удельный поток массы фазы  $f$ , а также вводятся безразмерное давление  $n$ -й фазы  $P_n$ , безразмерное время  $T$  и безразмерные координаты  $X_1, X_2, X_3$  следующим образом:

$$\begin{aligned} P_n &= \frac{p_n}{p_r}, \\ T &= \frac{t}{t_0}, \\ X_1 &= \frac{x}{L_1}, \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} X_2 &= \frac{y}{L_2}, \\ X_3 &= \frac{z}{L_3}, \end{aligned}$$

где  $L_i$  – размер области по координате  $X_i$ ,  $i=1, 2, 3$  – индекс по координате, а характерное время вводится как

$$t_0 = \frac{\rho_{wmo}}{q_w}.$$

В этом случае система уравнений (1)–(6) записывается в безразмерном виде следующим образом:

$$\frac{\partial}{\partial T} \left( m D_{fm0} \left( \frac{S_f}{B_f} + \sum_{l \neq f} \left( R_{fl} \frac{S_l}{B_l} \right) \right) \right) = C,$$

$$\begin{aligned} C &= \sum_{i=1}^3 \frac{\partial}{\partial X_i} \sum_n \left( x_{fn} D_{nm} \sum_{j=1}^3 \left( A_{ijn} \frac{\partial P_n}{\partial X_j} - B_{ijn} \frac{\partial X_3}{\partial X_j} \right) \right) + \\ &+ Q_f, f = w, o, g, l = o, g, \end{aligned} \quad (11)$$

$$P_o - P_f = P_{cof}, f = w, g, \quad (12)$$

где  $i, j$  – индексы по координате;  $l$  – индекс фазы. К уравнениям (11) и (12) добавляется уравнение (6) в неизменном виде. Здесь введены следующие безразмерные комплексы подобия:

$$A_{ijn} = \frac{k_i k_{rn} p_r \rho_{wmo}}{\mu_n B_n q_w L_i L_j}, \quad (13)$$

$$B_{ijn} = \frac{k_i k_{rn} \rho_n \rho_{wmo} g L_3}{\mu_n B_n q_w L_i L_j}. \quad (14)$$

Кроме того,

$$R_{wl} = 0, l = o, g,$$

$$x_{fw} = 0, f = o, g,$$

$$x_{fn} = 1, n = f,$$

$$x_{wn} = 0, n = o, g.$$

Начальные условия (7)–(9) в безразмерном виде являются следующими:

$$S_w(T = 0, M(X_1, X_2, X_3) \in W) = 1 - S_{or},$$

$$S_w(T = 0, M(X_1, X_2, X_3) \notin W) = S_{wr},$$

$$S_g(T = 0, M(X_1, X_2, X_3) \in G) = 1 - S_{wr} - S_{or},$$

$$S_g(T = 0, M(X_1, X_2, X_3) \notin G) = 0,$$

$$P(T = 0, X_1, X_2, X_3) = 1.$$

Граничные условия (10) при обезразмеривании записываются как:

$$\left. \frac{\partial P_n}{\partial N_j} \right|_{G_j} = 0, n = o, w, g.$$

Физический смысл безразмерного комплекса  $A_{ijn}$  заключается в том, что он является отношением осреднённой скорости фильтрации  $n$ -й фазы по латерали в пласте к скорости фильтрации воды из

объёмных источников в пласте. Аналогично безразмерный комплекс  $B_{ijn}$  характеризует отношение осреднённой скорости фильтрации  $n$ -й фазы по вертикали в пласте к скорости фильтрации воды из объёмных источников в пласте.

### Анализ чувствительности модели

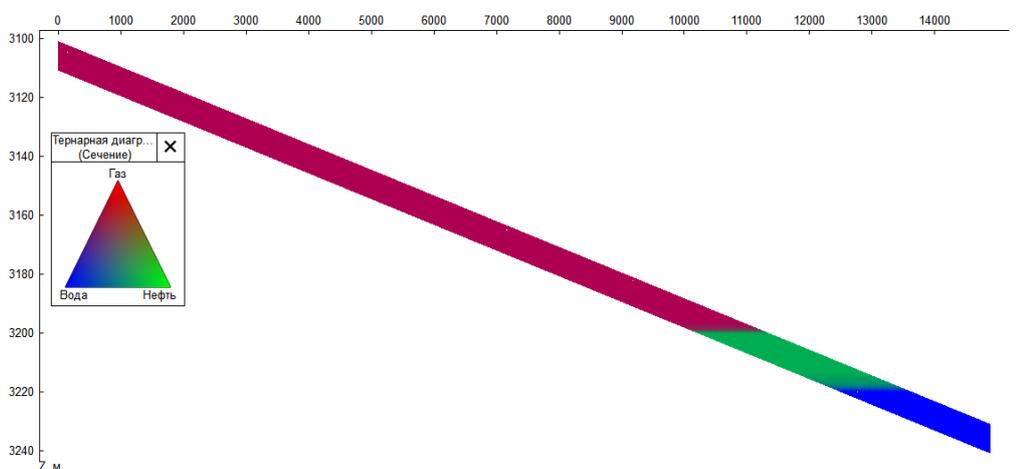
Первичный анализ чувствительности модели показывает, что в случае малости  $R_{fl}$  можно пренебречь слагаемым  $S_k/B_k$  (поскольку доля  $f$ -й фазы в  $l$ -й фазе мала). В случае месторождения с газовой шапкой можно считать, что  $R_{og} \ll 1$ . Если  $Q_f \ll 1$ , то можно пренебречь влиянием скважин по этой фазе, а если скважин несколько, то, если для какой-то скважины с индексом  $a$   $Q_{fa} \ll 1$ , можно пренебречь влиянием этой скважины по фазе  $f$  в силу малого расхода.

Физический анализ процесса свидетельствует, что в случае разработки оторочки краевого типа горизонтальные потоки будут преобладать над вертикальными, поэтому отношение введённых безразмерных комплексов  $B_{ijn}/A_{ijn}$  практически не будет влиять на коэффициент извлечения нефти, а на сам процесс фильтрации в большей степени влияет комплекс  $A_{ijn}$ . Напротив, при наличии оторочки подстилающего типа поток газа в нефтенасыщенную область происходит преимущественно в вертикальном направлении. В таком случае анизотропия пласта (и отношение  $B_{ijn}/A_{ijn}$ ) оказывает существенное влияние на КИН. Наиболее благоприятные условия для добычи нефти из оторочек подстилающего типа соответствуют низким значениям коэффициента анизотропии, поэтому при значениях  $B_{ijn}/A_{ijn} < 10^{-3}$  целесообразно разрабатывать оторочки подстилающего типа, в ином случае – только оторочки краевого типа. Значение  $10^{-3}$  учитывает разницу вертикального и горизонтального градиентов давлений на 2 порядка, что обычно наблюдает-

ся на практике, и коэффициент анизотропии пласта порядка 0,1.

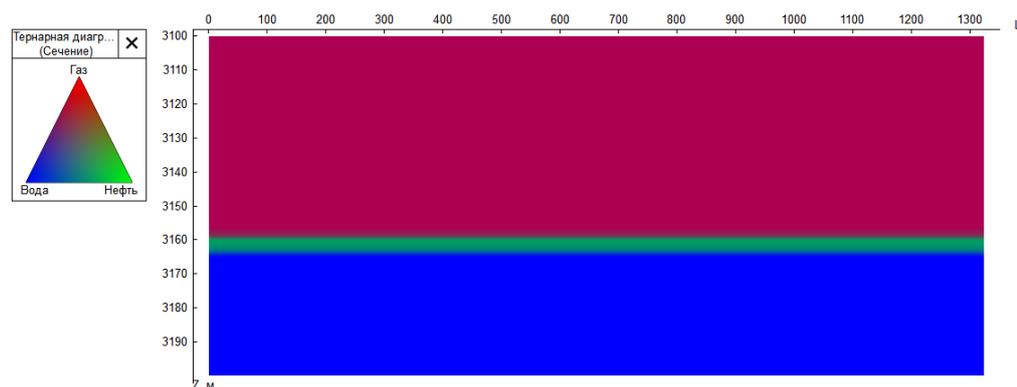
При рассмотрении нефтяной оторочки краевого типа, как отмечалось выше, в соответствии с (11), (12) фильтрация флюидов в пласте и распределение насыщенностей определяются только дебитами скважин, а не первоочередностью потоков из нефтяной оторочки или газовой шапки, поэтому  $A_{zjn}$  и  $B_{zjn}$  малы в сравнении с остальными комплексами. Асимптотический анализ предполагает устремление значений безразмерных комплексов (13) и (14) к нулю:  $A_{xjn} \rightarrow 0$ ,  $A_{yjn} \rightarrow 0$  и  $B_{xjn} \rightarrow 0$ ,  $B_{yjn} \rightarrow 0$ . В размерном виде это соответствует случаю  $k_x \rightarrow 0$  и  $k_y \rightarrow 0$ . Следовательно, в таком случае продвижение газа из газовой шапки будет незначительным и возможен выбор как совместной разработки нефтяной оторочки и газовой шапки, так и первоочередной разработки нефтяной оторочки, КИН должен сохранять своё значение вне зависимости от выбранного варианта.

Подробный анализ чувствительности, в том числе для подтверждения вышеприведённых рассуждений, проводился на основе многовариантных расчетов моделей. Для гидродинамического моделирования использовался симулятор tНавигатор компании Rock Flow Dynamics. В качестве объектов исследования выступали синтетические модели пластов с конфигурацией залежей, соответствующих одному из месторождений Западной Сибири: пластово-сводовая нефтегазоконденсатной залежи с нефтяной оторочкой краевого типа (рис. 1) и массивной нефтегазоконденсатной залежи (НГКЗ) с подстилающей нефтяной оторочкой (НО) (рис. 2). Следует отметить, что, в отличие от залежи с краевой нефтяной оторочкой, залежь с подстилающей оторочкой характеризуется отсутствием чисто-нефтяной зоны.



**Рис. 1.** Геологический разрез куба характера насыщения в нефтегазоконденсатной залежи с нефтяной оторочкой краевого типа

**Fig. 1.** Geological section of a cube of saturation character in an oil and gas condensate reservoir with an oil rim of marginal type



**Рис. 2.** Геологический разрез куба характера насыщения в нефтегазоконденсатной залежи с подстилающей нефтяной оторочкой

**Fig. 2.** Geological section of a cube of saturation character in an oil and gas condensate reservoir with an underlying oil rim

**Таблица 1.** Усредненные свойства пластов и насыщающих их флюидов нижнемеловых отложений месторождения Западной Сибири

**Table 1.** Average properties of formations and fluids saturating them in the Lower Cretaceous deposits of Western Siberia

Параметр Parameter	НГКЗ с НО краевого типа Oil and gas condensate reservoir (OGCR) with an oil rim (OR) of marginal type	НГКЗ с подстилающей НО OGCR with an underlying OR
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м Effective oil-saturated thickness, m	7,2	5,0
Эффективная газонасыщенная толщина, м Effective gas-saturated thickness, m	10,0	30,0
Отношение порового объема газонасыщенной части к поровому объему нефтенасыщенной части залежи (М-фактор) Ratio of the pore volume of the gas-saturated part to the pore volume of the oil-saturated part of the reservoir (M-factor)	4,75	6,31
Пористость, д. ед. Porosity, units	0,16	0,16
Абсолютная проницаемость, мД Absolute permeability, mD	30,0	30,0
Коэффициент анизотропии пласта Reservoir anisotropy factor	0,1	0,1
Начальное пластовое давление, МПа Initial reservoir pressure, MPa	33,2	33,1
Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup> Oil density, kg/m <sup>3</sup>	886,0	886,0
Плотность воды, кг/м <sup>3</sup> Water density, kg/m <sup>3</sup>	999,0	999,0
Плотность газа, кг/м <sup>3</sup> Gas density, kg/m <sup>3</sup>	0,79	0,79
Динамическая вязкость нефти в пластовых условиях, сП Dynamic oil viscosity in reservoir conditions, cP	0,54	0,54
Динамическая вязкость газа в пластовых условиях, сП Dynamic gas viscosity in reservoir conditions, cP	0,0276	0,0276
Объемный коэффициент нефти, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> Oil formation volume factor, m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	1,25	1,25
Объемный коэффициент газа, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> Gas formation volume factor, m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	0,003895	0,003895
Начальное газосодержание нефти, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> Initial gas saturation in oil	132,3	132,3
Потенциальное содержание конденсата в газе, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> Potential condensate saturation in gas, m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	0,000149	0,000149
Сжимаемость породы, 1/МПа Rock compressibility, 1/MPa	0,0005	0,0005
Глубина водонефтяного контакта (ВНК), м Oil-water contact (OWC) depth, m	3220	3165
Глубина газонефтяного контакта (ГНК), м Gas-oil contact (GOC) depth, m	3200	3160

В качестве базового варианта, относительно которого анализировалась чувствительность, были выбраны усредненные параметры залежей рассматриваемого месторождения (табл. 1). PVT-модель принята на основе данных исследований пластовых проб флюидов нижнемеловых отложений, тип модели – модель чёрной нефти с газоконденсатной опцией. Относительные фазовые проницаемости были заданы на основе анализа результатов специальных исследований ядра рассматриваемых залежей – при помощи ключевых слов SWFN, SGFN и SOF3.

Относительные фазовые проницаемости приведены на рис. 3.

В качестве варьируемых параметров выступали: М-фактор, абсолютная проницаемость пласта, коэффициент анизотропии пласта, темпы отбора газа из газовой шапки (ГШ), ограничение по дебиту нефти скважин, положение водонефтяного контакта (ВНК). В связи с проведением большого количества расчетов путем перебора всех возможных комбинаций варьируемых параметров (табл. 2) для оптимизации временных ресурсов расчетный период моделей был принят равным 20 годам. Разработка НО и ГШ моделировалась на режиме истощения пластовой энергии. Система разработки НО рядная с использованием горизонтальных скважин с межрядным расстоянием 450 м. Вертикальные скважины ГШ располагались по равномерной сетке. В табл. 2 представлен дебит нефти, соответствующий создаваемой депрессии посредством из-

менения забойного давления. Рассматриваемые величины выбраны на основе диапазона фактических дебитов горизонтальных нефтяных скважин месторождений моделируемой группы. Рассмотрение двух значений темпов отбора газа из ГШ имитирует два сценария – отсутствие разработки ГШ во время выработки запасов нефти и ведение одновременной разработки НО и ГШ, причем темпы отбора ГШ определены средним экономически обоснованным на месторождениях моделируемой группы фактическим темпом отборов 3,5 %.

Таблица 2. Варьируемые параметры моделей

Table 2. Variable model parameters

Параметр Parameter	Кол-во значений Number of values	Значения Values
Абсолютная проницаемость, мД Absolute permeability, mD	5	1; 10; 30; 100; 1000
Коэффициент анизотропии пласта Reservoir anisotropy factor	4	0,05; 0,1; 0,5; 1
Расстояние между ВНК и ГНК, м Distance between OWC and GOC, m	6	5; 10; 15; 20; 25; 30
Множитель М-фактора M-factor multiplier	6	0,1; 0,5; 1; 2; 3; 4
Дебит нефти сегмента горизонтальной скважины (25 м), м <sup>3</sup> /сут Oil flow rate of a horizontal well segment (25 m), m <sup>3</sup> /day	4	0,1; 0,5; 1; 5
Темпы отбора газа, % Gas withdrawal rates, %	2	0; 3,5

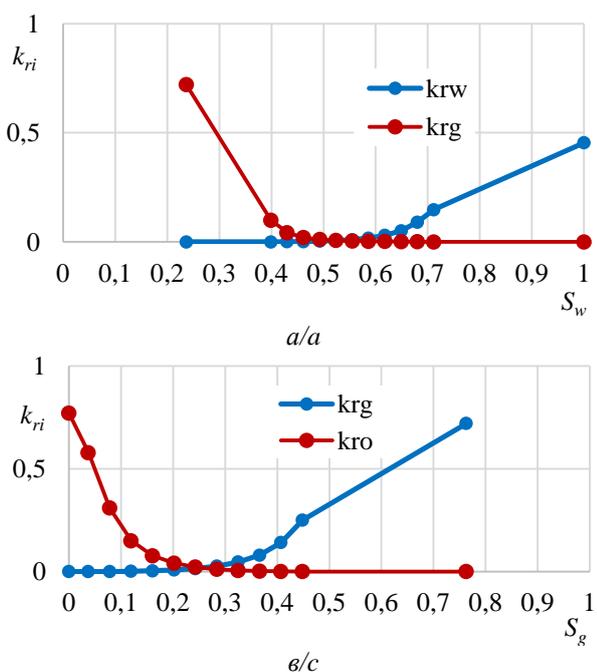
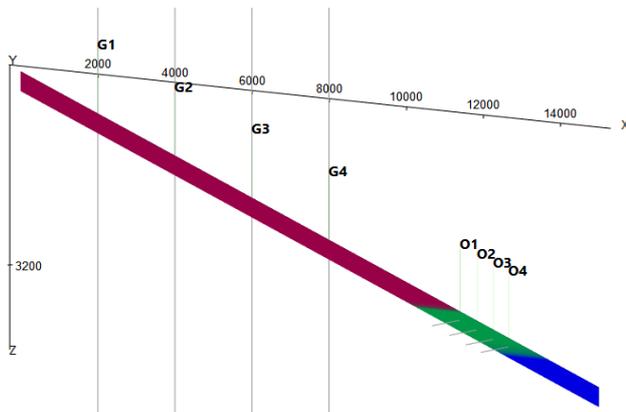


Рис. 3. Относительные фазовые проницаемости: а) в системе вода–газ; б) в системе вода–нефть; в) в системе газ–нефть  
 Fig. 3. Relative phase permeabilities: a) in the water–gas system; b) in the water–oil system; c) in the gas–oil system

Расчеты проводились на 2D-моделях в разрезе координатной плоскости  $Oxz$  (рис. 1, 2), геометрические размеры ячеек  $25 \times 0,25$  м. Данное допущение является обоснованным в случае рассмотрения рядной системы размещения нефтяных горизонтальных скважин, что в настоящее время является наиболее распространенной практикой при разработке НО в условиях невозможности применения вертикальных или наклонно-направленных скважин по причине конусообразования газа при эксплуатации на высоких депрессиях, обеспечивающих рентабельные дебиты. При этом плоскость 2D-модели располагается перпендикулярно стволу горизонтальной нефтяной скважины, имитируя эксплуатацию сегмента скважины (рис. 4). Описанный подход используется специалистами ООО «Газпромнефть НТЦ» и зарекомендовал себя на практике [19].



**Рис. 4.** Размещение газовых и нефтяных скважин в нефтегазоконденсатной залежи с оторочкой краевого типа

**Fig. 4.** Placement of gas and oil wells in oil and gas condensate deposits with an edge-type rim

При варьировании параметров пласта системы разработки ГШ и НО не подвергались корректировке. Следует отметить, что варьирование уровня ВНК в залежи с оторочкой краевого типа приводит к изменению площади нефтеносности, в связи с чем количество нефтяных скважин изменялось с учетом соблюдения заданного межрядного расстояния.

Выбытие нефтяных скважин из действующего фонда осуществлялось при достижении газового фактора  $2500 \text{ м}^3/\text{т}$  или обводненности 98 % [20].

При разработке нефтегазоконденсатных залежей первоочередная добыча газа не является эффективной, поскольку в этом случае КИН имеет невысокие значения [21] вследствие расформирования нефтяной оторочки. Исходя из этого, следует сравнить две стратегии разработки: одновременную

разработку ГШ и НО и первоочередную разработку НО с вводом ГШ после извлечения основных запасов нефти.

### Результаты расчетов

Для обеих стратегий разработки сначала исследовалось влияние ограничения дебита сегмента нефтяных скважин  $Q_o$  на результирующий КИН при различных положениях ВНК с фиксированной глубиной ГНК.

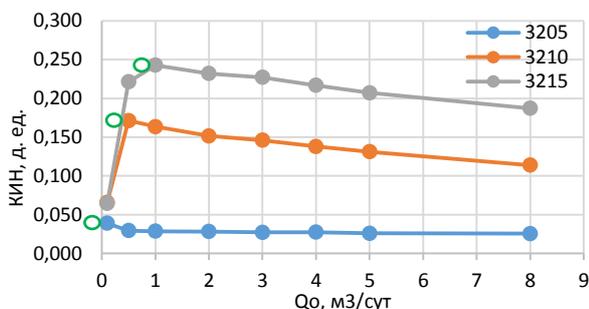
Полученная зависимость на примере оторочки краевого типа для первоочередной разработки НО приведена на рис. 5, для совместной разработки ГШ и НО – на рис. 6 (темпы отбора газа ГШ – 3,5 %). Анализ проведен для всех комбинаций параметров табл. 2. Представлены наиболее значимые результаты.

Анализ полученных зависимостей в обоих случаях свидетельствует о наличии максимального КИН при некотором значении дебита нефти. Это обусловлено тем, что обеспечение высоких дебитов нефти требует поддержания высоких депрессий, что приводит к более стремительному прорыву газа ГШ к добывающим скважинам, препятствующему фильтрации нефти.

При небольших значениях дебита нефти невысокие значения КИН обусловлены ограниченностью расчетного периода, добывающие скважины в данном случае не используют весь свой потенциал. При обеих стратегиях разработки с ростом глубины ВНК максимальный КИН увеличивается в силу снижения доли контактных с ГШ запасов нефти и расширения чисто-нефтяной зоны. Кроме того, отмечается увеличение оптимального дебита нефти при рассмотрении одновременной добычи нефти и газа по сравнению с первостепенной разработкой НО, что связано со снижением активности газовой шапки в процессе конусообразования и, как следствие, с возможностью использования более высоких депрессий. Значения оптимальных дебитов для предотвращения конусообразования при совместной разработке НО краевого типа и ГШ, полученные аналитическими методами (с помощью закона Дарси), оказываются завышенными в 2 раза из-за их приближенных оценок.

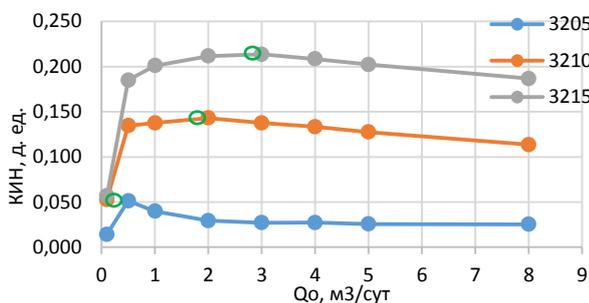
При сопоставлении графиков изменения КИН от глубины ВНК, соответствующих первоочередной разработке НО краевого типа и одновременной разработке НО и ГШ (рис. 7), можно сделать вывод о превышении КИН при рассмотрении первостепенной разработки оторочки на большей части рассматриваемого диапазона значений ВНК, что говорит о преобладании процесса расформирования оторочки над процессом конусообразования при относительно большом расстоянии между ГНК и ВНК в случае одновременного извлечения нефти и газа. Однако в

случае с высокой долей контактных запасов нефти при малых глубинах ВНК (3205 м на графике) одновременная разработка ГШ и НО характеризуется большей эффективностью по извлечению нефти. Таким образом, разработка ГШ в процессе эксплуатации НО положительно сказывается на КИН при малом расстоянии между ГНК и ВНК.



**Рис. 5.** Зависимость КИН от дебита нефти при различных глубинах ВНК (в м), указанных в легенде, для первоочередной разработки нефтяной оторочки краевого типа

**Fig. 5.** Dependence of oil recovery factor on oil production rate at various depths of OWC (in m) indicated in the legend for the priority production of an edge-type oil rim

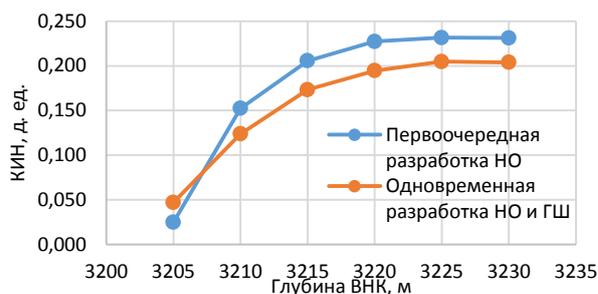


**Рис. 6.** Зависимость КИН от дебита нефти при различных глубинах ВНК (в м), указанных в легенде, для совместной разработки нефтяной оторочки краевого типа и газовой шапки

**Fig. 6.** Dependence of oil recovery factor on oil production rate at various water-oil contact depths (in m) indicated in the legend for the joint production of an edge-type oil rim and a gas cap

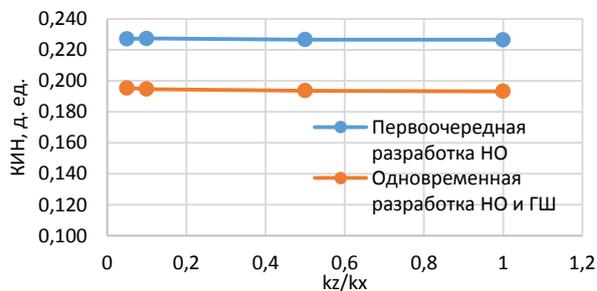
Анализ чувствительности модели также свидетельствует о том, что значения анизотропии проницаемости (отношения вертикальной проницаемости  $k_z$  к горизонтальной) практически не влияют на коэффициент извлечения нефти (рис. 8) в случае оторочки краевого типа, поскольку при таком строении залежи процесс продвижения газа к нефтяным скважинам в большей степени определяется латеральной проницаемостью. Это означает, что в данном случае отношение введенных безразмерных комплексов  $B_{ijn}/A_{ijn}$  практически не влияет на КИН,

как и отмечалось в критериальном анализе выше. Напротив, при рассмотрении оторочки подстилающего типа анизотропия пласта (и отношение  $B_{ijn}/A_{ijn}$ ), как и ожидалось, оказывает существенное влияние на КИН. Наиболее благоприятные условия для добычи нефти из оторочек подстилающего типа соответствуют значениям  $B_{ijn}/A_{ijn} < 10^{-3}$  (коэффициенты анизотропии  $< 0,1$ ) (рис. 9).



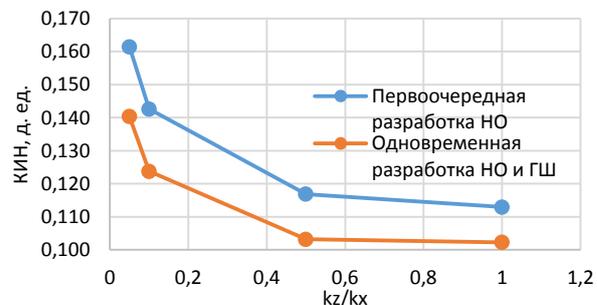
**Рис. 7.** Зависимость КИН от дебита нефти при различных глубинах ВНК (в м), указанных в легенде, для совместной разработки нефтяной оторочки краевого типа и газовой шапки

**Fig. 7.** Dependence of the oil recovery factor on the oil flow rate at various depths of the oil-water contact (in m) indicated in the legend for the joint production of an edge-type oil rim and gas cap



**Рис. 8.** Зависимость КИН оторочки краевого типа от коэффициента анизотропии проницаемости

**Fig. 8.** Dependence of the oil recovery factor of an edge-type rim on the permeability anisotropy coefficient

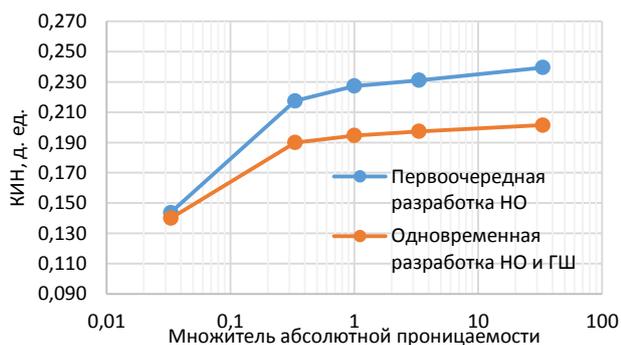


**Рис. 9.** Зависимость КИН оторочки подстилающего типа от коэффициента анизотропии проницаемости

**Fig. 9.** Dependence of the oil recovery factor of the underlying type rim on the permeability anisotropy coefficient

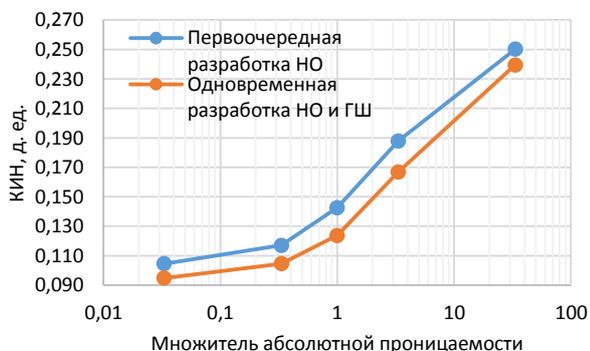
При рассмотрении влияния абсолютной проницаемости пласта на величину нефтеотдачи для нефтяной оторочки краевого типа наблюдается увеличение разницы КИН между сценариями первоочередной разработки НО и одновременной разработки НО и ГШ при увеличении абсолютной проницаемости (рис. 10). Кроме того, при крайне низких значениях абсолютной проницаемости процессами продвижения газа ГШ к нефтяным скважинам можно пренебречь, в данном случае разница КИН стремится к нулю при уменьшении проницаемости. Этот вывод подтверждается асимптотическим анализом безразмерной модели, проведённым выше.

В свою очередь, для нефтяной оторочки подстилающего типа латеральная проницаемость оказывает незначительное влияние на эффект конусообразования газа, о чем свидетельствуют результаты расчетов, представленные на рис. 11. В данном случае разница КИН между стратегиями разработки ГШ характеризуется слабой изменчивостью.



**Рис. 10.** Зависимость КИН оторочки краевого типа от множителя абсолютной проницаемости (базовое значение  $k_x = 30$  мД)

**Fig. 10.** Dependence of the oil recovery factor of an edge-type rim on the absolute permeability multiplier (basic value  $k_x = 30$  mD)

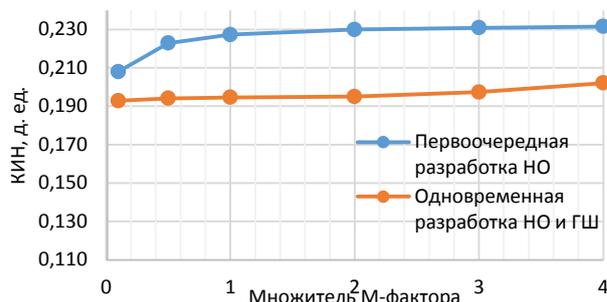


**Рис. 11.** Зависимость КИН оторочки подстилающего типа от множителя абсолютной проницаемости (базовое значение  $k_x = 30$  мД)

**Fig. 11.** Dependence of the oil recovery factor of the underlying rim on the absolute permeability multiplier (basic value  $k_x = 30$  mD)

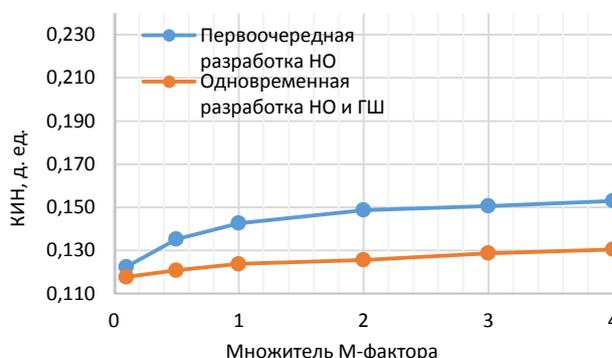
В работе также был проведен анализ влияния объемов ГШ на КИН оторочек различного типа (рис. 12, 13). Для обеих рассматриваемых конфигураций залежей характерен рост КИН при увеличении ГШ, которая, в свою очередь, способствует вытеснению нефти к добывающим скважинам. При этом для сценария первоочередной разработки рост КИН является более интенсивным по сравнению с одновременной разработкой ГШ и НО. Данное обстоятельство связано с использованием фиксированных темпов отбора газа в размере 3,5 % от начальных геологических запасов газа независимо от размеров ГШ.

Также характерным участком графиков является область с низкими значениями множителей М-фактора, что имитирует отсутствие ГШ. На данном участке наблюдается существенное сокращение разницы КИН между сценариями разработки с различной очередностью. При низких значениях М-фактора объём газа мал, относительные фазовые проницаемости газа малы, поэтому  $A_{ijg}$  и  $B_{ijg}$  стремятся к нулю. Тогда фильтрация флюидов в пласте, согласно (21), определяется только нефтяной и водной фазами, разница КИН между стратегиями разработки при низких значениях М-фактора стремится к нулю.



**Рис. 12.** Зависимость КИН оторочки краевого типа от множителя М-фактора

**Fig. 12.** Dependence of the oil recovery factor of an edge-type rim on the M-factor multiplier



**Рис. 13.** Зависимость КИН оторочки подстилающего типа от множителя М-фактора

**Fig. 13.** Dependence of the oil recovery factor of the underlying rim on the M-factor multiplier

Стоит отметить, что при малых значениях М-фактора целесообразнее рассматривать эксплуатацию нефтяной части залежи с реализацией закачки воды в пласт, что способствует увеличению КИН и не приведет к существенному «проталкиванию» нефти в газонасыщенную часть.

### Заключение

На основе детальных многовариантных расчетов в гидродинамическом симуляторе tНавигатор был выполнен анализ влияния параметров пласта с нефтегазоконденсатными залежами различных конфигураций на величину конечного КИН. В большинстве рассмотренных случаев первоочередная разработка нефтяных оторочек характеризуется большим нефтеизвлечением по сравнению со сценарием одновременной разработки газовой шапки и нефтяной оторочки. Стоит отметить, что более ранний ввод газовой шапки может способствовать увеличению экономической эффективности разработки нефтегазоконденсатной залежи в целом при несущественном снижении КИН. При рассмотрении залежей с малым расстоянием между ГНК и ВНК для предотвращения интенсивного загазовывания нефтяных скважин и увеличения КИН ввод газовых скважин в эксплуатацию является необходимым.

Анализ зависимостей КИН от ограничения дебита нефти скважин свидетельствует о существовании оптимального значения дебита для максимизации КИН. Наличие оптимального значения дебита нефти связано с тем, что дальнейшее увеличение

дебита приводит к возрастанию перепада давления между газовой шапкой и нефтяной оторочкой в районе скважины, ускоряющего проявление эффекта конусообразования газа.

Тип нефтегазоконденсатной залежи определяет наиболее влияющие на КИН параметры. Так, для нефтяных оторочек краевого типа величина латеральной проницаемости вносит больший вклад в проявление эффекта конусообразования, чем вертикальная. Для оторочки подстилающего типа, напротив, высокие значения коэффициента анизотропии пласта оказывают негативное влияние на нефтеотдачу в связи с интенсивным продвижением газа газовой шапки к нефтяным скважинам.

В работе впервые введены безразмерные комплексы для гидродинамической модели фильтрации флюидов в пласте, позволяющие охарактеризовать особенности влияния свойств пласта на добычу нефти.

Результаты расчетов моделей на гидродинамическом симуляторе подтверждают выводы, полученные на основе асимптотического анализа безразмерной модели фильтрации флюидов в пласте.

В перспективе развития данной тематики для оперативной оценки эффективности сценариев разработки нефтегазоконденсатных залежей при различной последовательности разработки нефтяной и газовой частей существует необходимость в создании универсального инструмента с привлечением экономических показателей и алгоритмов Machine Learning.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Смирнов Д.С., Ланина О.В. Особенности разработки подгазовой зоны и газовой шапки залежи АВ1-5 Самотлорского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. – 2018. – № 7 (67). – С. 24–27.
2. Особенности разработки карбонатных пластов месторождений ОАО «Удмуртнефть» с нефтяными оторочками и газовыми шапками с применением барьерного заводнения / А.Ю. Топал, В.В. Фирсов, А.М. Зорин, В.П. Цепелев, Т.С. Усманов // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 6. – С. 46–49. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-6-46-49
3. Creating and maintenance of well's lift models at oil rim field's under-gas-cap zones – experience Novoport Oil and Gas-Condensate Field and Tazovskoe Oil and Gas-Condensate Field / R.T. Apasov, G.T. Apasov, A.I. Varavva, D.V. Vinogradov, F.I. Polkovnikov, D.V. Platonov, D.A. Samolovov // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – Virtual, October 26–29, 2020. – Paper № SPE-201962-MS, 2020. – 13 p.
4. Obidike P., Onyekonwu M., Ubani C.E. Horizontal well standoff performance and exploitation of thin oil rim // SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition. – Lagos, Nigeria, August 5–7, 2019. – Paper № SPE-198725-MS, 2019. – 15 p.
5. Obidike P., Onyekonwu M., Ubani C.E. Exploitation of thin oil rim with large gas cap, a critical review // SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition. – Lagos, Nigeria, August 5–7, 2019. – Paper № SPE-198724-MS, 2019. – 12 p.
6. Reviving two offshore oil wells by coiled tubing gas lift system using the reservoir gas cap energy / M. Mhemed, N. Elrotob, A. Esladawi, M. Ben Abdalla, A. Sherik // SPE Kuwait Oil & Gas Show and Conference. – Mishref, Kuwait, October 13–16, 2019. – Paper № SPE-198017-MS, 2019. – 14 p.
7. Technology for oil production wells drawdown and for control for oil rim reservoir development on the Yurubcheno-Tokhomskeye Field / N. Dadakin, M. Nukhaev, K. Rymarenko, S. Grishenko, G. Aitkaliev, V. Kabanov, T. Gusachenko, A. Zaitsev // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – Virtual, October 12–15, 2021. – Paper № SPE-206476-MS, 2021. – 12 p.
8. Gas cap injection as an associated gas utilisation method. Experience of Novoportovskoye Field / B.S. Janan, F.A. Koryakin, E.A. Sherstoboev, K.D. Isakov, V.I. Virt, D.Z. Kashapov // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – Virtual, October 26–29, 2020. – Paper № SPE-201995-MS, 2020. – 15 p.
9. Kolbikov S.V. Peculiarities of thin oil rim development // SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition. – Moscow, Russia, October 16–18, 2012. – Paper № SPE-160678-MS, 2012. – 11 p.

10. Kolbikov S.V. Case studies of gascondensate field with oil rim development: search for effective methods of oil production from thin rims // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – Virtual, October 26–29, 2020. – Paper № SPE-201994-MS, 2020. – 14 p.
11. Feasibility of gas injection in gas cap for decline management of a mature offshore field / A. Thapliyal, S. Kundu, S. Chowdhury, D. Singh, H. Singh // SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition. – Mumbai, India, 9–11 April 2019. – Paper № SPE-194570-MS. – P. 1–10.
12. Optimum well type for oil rim reservoirs with large gas-cap and strong aquifer / S Ogiriki., G. Imonike, N. Ogolo, M. Onyekonwu // SPE Oil and Gas Nigeria Conference and Exhibition. – Lagos, Nigeria, 2018. – Paper № SPE-193411-MS.
13. Uwaga A.O., Lawal K.A. Concurrent gas-cap and oil-rim production: the swing gas option. SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition. – Abuja, Nigeria, 2006. – Paper № SPE-105985-MS.
14. Sharif A. Investigation of barrier water injection at gas-oil contact as co-development plan for gas cap reservoirs // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. – Abu Dhabi, UAE, November 12–15, 2018. – Paper № SPE-192655-MS, 2018. – 9 p.
15. Laboratory studies for design of a foam pilot for reducing gas channeling from gas cap in production well in Messoyakhskoye field / E. Saifullin, S. Zhanbossynova, D. Zharkov, C. Yuan, M. Varfolomeev, M. Zvada // SPE Journal. – 2022. – Vol. 25. – P. 472–485. DOI: 10.2118/206435-PA
16. Hofmann M., AL-Obaidi S.H., Chang W. Modelling the development of oil rim using water and gas injection // Journal of Geology & Geophysics. – 2022. – Vol. 11. – Iss. 4. – Paper № 10001028.
17. Жубанов А.Т., Тропин А.В., Черемисин Н.А. Влияние реликтовой нефтенасыщенности в газовой шапке нефтегазоконденсатных месторождений на уровни добычи углеводородов // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 1. – С. 50–54. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-1-50-54
18. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 416 с.
19. Федоров К.М., Самоловов Д.А., Полковников Ф.И. Анализ эффективности режимов разработки наклонных нефтяных оторочек // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. – М., 2018. – Статья № SPE-191486-18RPTC-RU. – 13 с. DOI: 10.2118/191486-18RPTC-RU
20. Правила подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья. – М., Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации, 2019. – 155 с.
21. Методика подбора режима разработки нефтегазоконденсатной залежи с помощью гидродинамического моделирования / В.А. Кряжев, Я.А. Кряжев, А.Я. Гильманов, А.П. Шевелёв // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 9. – С. 137–147. DOI: 10.18799/24131830/2022/9/3579

#### Информация об авторах

**Всеволод Александрович Кряжев**, аспирант кафедры моделирования физических процессов и систем Физико-технического института Тюменского государственного университета, Россия, 625003, г. Тюмень, ул. Володарского, 6. kryazhev\_seva@mail.ru

**Ярослав Александрович Кряжев**, аспирант кафедры моделирования физических процессов и систем Физико-технического института Тюменского государственного университета, Россия, 625003, г. Тюмень, ул. Володарского, 6. kryazhev\_yar@mail.ru

**Александр Янович Гильманов**, кандидат физико-математических наук, старший преподаватель кафедры моделирования физических процессов и систем Физико-технического института Тюменского государственного университета, Россия, 625003, г. Тюмень, ул. Володарского, 6. a.y.gilmanov@utmn.ru

**Александр Павлович Шевелёв**, кандидат физико-математических наук, профессор кафедры моделирования физических процессов и систем Физико-технического института Тюменского государственного университета, Россия, 625003, г. Тюмень, ул. Володарского, 6. a.p.shevelev@utmn.ru

Поступила в редакцию: 28.11.2023

Поступила после рецензирования: 05.12.2024

Принята к публикации: 24.12.2024

#### REFERENCES

1. Smirnov D.S., Lanana O.V. Features of the development of the sub-gas zone and gas cap of the AB1-5 reservoir of the Samotlor field. *Exposition oil & gas*, 2018, no. 7 (67), pp. 24–27. (In Russ.)
2. Topal A.Yu., Firsov V.V., Zorin A.M., Cepelev V.P., Usmanov T.S. Features of the development of carbonate oil rims with the presence of extensive gas caps using barrier waterflooding of fields of Udmurtneft OJSC. *Oil Industry Journal*, 2019, no. 6, pp. 46–49. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-6-46-49. (In Russ.)
3. Apasov R.T., Apasov G.T., Varavva A.I., Vinogradov D.V., Polkovnikov F.I., Platonov D.V., Samolovov D.A. Creating and maintenance of well's lift models at oil rim field's under-gas-cap zones – experience Novoport oil and gas-condensate field and Tazovskoe oil and gas-condensate field. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Virtual, October 26–29, 2020. Paper № SPE-201962-MS, 2020. 13 p.
4. Obidike P. Onyekonwu M., Ubani C.E. Horizontal well standoff performance and exploitation of thin oil rim. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*. Lagos, Nigeria, August 5–7, 2019. Paper № SPE-198725-MS, 2019. 15 p.

5. Obidike P., Onyekonwu M., Ubani C.E. Exploitation of thin oil rim with large gas cap, a critical review. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*. Lagos, Nigeria, August 5–7, 2019. Paper № SPE-198724-MS, 2019. 12 p.
6. Mhemed M., Elrotob N., Esladawi A., Ben Abdalla M., Sherik A. Reviving two offshore oil wells by coiled tubing gas lift system using the reservoir gas cap energy. *SPE Kuwait Oil & Gas Show and Conference*. Mishref, Kuwait, October 13–16, 2019. Paper № SPE-198017-MS, 2019. 14 p.
7. Dadakin N., Nukhaev M., Rymarenko K., Grishenko S., Aitkaliev G., Kabanov V., Gusachenko T., Zaitsev A. Technology for oil production wells drawdown and for control for oil rim reservoir development on the Yurubcheno-Tokhomskoye field. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Virtual, October 12–15, 2021. Paper № SPE-206476-MS, 2021. 12 p.
8. Janan B.S., Koryakin F.A., Sherstoboev E.A., Isakov K.D., Virt V.I., Kashapov D.Z. Gas cap injection as an associated gas utilisation method. experience of Novoportovskoye field. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Virtual, October 26–29, 2020. Paper № SPE-201995-MS, 2020. 15 p.
9. Kolbikov S.V. Peculiarities of thin oil rim development. *SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition*. Moscow, Russia, October 16–18, 2012. Paper № SPE-160678-MS, 2012. 11 p.
10. Kolbikov S.V. Case studies of gascondensate field with oil rim development: search for effective methods of oil production from thin rims. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Virtual, October 26–29, 2020. Paper № SPE-201994-MS, 2020. 14 p.
11. Thapliyal A., Kundu S., Chowdhury S., Singh D., Singh H. Feasibility of gas injection in gas cap for decline management of a mature offshore field. *SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition*. Mumbai, India, 2019. Paper No SPE-194570-MS. pp. 1–10.
12. Ogiriki S., Imonike G., Ogolo N., Onyekonwu M. Optimum well type for oil rim reservoirs with large gas-cap and strong aquifer. *SPE Oil and Gas Nigeria Conference and Exhibition*. Lagos, Nigeria, 2018. Paper № SPE-193411-MS.
13. Uwaga A.O., Lawal K.A. Concurrent gas-cap and oil-rim production: the swing gas option. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*. Abuja, Nigeria, 2006. Paper № SPE-105985-MS.
14. Sharif A. Investigation of barrier water injection at gas-oil contact as co-development plan for gas cap reservoirs. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*. Abu Dhabi, UAE, November 12–15, 2018. Paper № SPE-192655-MS, 2018. 9 p.
15. Saifullin E., Zhanbossynova S., Zharkov D., Yuan C., Varfolomeev M., Zvada M. Laboratory studies for design of a foam pilot for reducing gas channeling from gas cap in production well in Messoyakhskoye field. *SPE Journal*, 2022, vol. 25, pp. 472–485. DOI: 10.2118/206435-PA
16. Hofmann M., AL-Obaidi S.H., Chang W. Modelling the development of oil rim using water and gas injection. *Journal of Geology & Geophysics*, 2022, vol. 11, Iss. 4, Paper № 10001028.
17. Zhurbanov A.T., Tropin A.V., Cheremsin N.A. Influence of relict oil saturation in a gas cap of oil-gas-condensate fields on the rate of hydrocarbon production. *Oil Industry Journal*, 2020, no. 1, pp. 50–54. (In Russ.) DOI: 10.24887/0028-2448-2020-1-50-54
18. Aziz H., Settari A. *Petroleum reservoir simulation*. London, Applied Science Publishers Ltd., 1979. 476 p.
19. Fedorov K.M., Samolovov D.A., Polkovnikov F.I. Recovery drive analysis in respect of tilted oil rims. *SPE Russian petroleum conference*. Moscow, Russia, October 15–17, 2018. Paper № SPE-191486-18RPTC-MS, 11 p. DOI: 10.2118/191486-18RPTC-ms
20. *Rules for the preparation of technical projects for the development of hydrocarbon reservoirs*. Moscow, Ministry of Natural Resources of Russia Publ., 2019. 155 p. (In Russ.)
21. Kryazhev V.A., Kryazhev Ya.A., Gilmanov A.Ya., Shevelev A.P. Methodology for selecting the development mode for oil and gas condensate deposits using hydrodynamic modeling. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 9, pp. 137–147. (In Russ.) DOI: 10.18799/24131830/2022/9/3579.

#### Information about the authors

**Vsevolod A. Kriazhev**, Postgraduate Student, University of Tyumen, 6, Volodarsky street, Tyumen, 625003, Russian Federation. kryazhev\_seva@mail.ru

**Yaroslav A. Kriazhev**, Postgraduate Student, University of Tyumen, 6, Volodarsky street, Tyumen, 625003, Russian Federation. kryazhev\_yar@mail.ru

**Aleksandr Ya. Gilmanov**, Cand. Sc., Senior Lecturer, University of Tyumen, 6, Volodarsky street, Tyumen, 625003, Russian Federation. a.y.gilmanov@utmn.ru

**Aleksandr P. Shevelev**, Cand. Sc., Professor, University of Tyumen, 6, Volodarsky street, Tyumen, 625003, Russian Federation. a.p.shevelev@utmn.ru

Received: 28.11.2023

Revised: 05.12.2024

Accepted: 24.12.2024