

УДК 553.9

DOI 10.31660/0445-0108-2022-3-72-82

Оценка эффективности разработки краевых нефтяных оторочек на режиме истощения

Д. В. Пархоменко^{1*}, Г. А. Схабицкий¹, Р. Т. Апасов²

¹Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

²ООО «Газпромнефть НТЦ», Тюмень, Россия

*mobyred@mail.ru

Аннотация. С каждым годом растет актуальность разработки таких активов, как нефтяные оторочки, которые ранее не вовлекались в разработку из-за необходимости применения дорогостоящих технологий. Однако в настоящее время разработка нефтяных оторочек определена истощением запасов легкой нефти. Массивная газовая шапка и высокий газовый фактор в нефтяных оторочках не позволяют с точностью определить возможность разработки нефтяной оторочки на режиме истощения. Целью данной работы является разработка инструмента по оценке эффективности разработки краевых нефтяных оторочек на режиме истощения. Были определены ключевые геолого-физические факторы, оказывающие наибольшее влияние на эффективность разработки нефтяных оторочек; проанализированы месторождения-аналоги, на основе которых были построены геологические и гидродинамические модели. Оценена роль и влияние каждого исследуемого фактора: проницаемость, угол наклона нефтяной оторочки, объем газовой шапки, толщина нефтяной оторочки. Разработан инструмент по оценке эффективности разработки краевых нефтяных оторочек на режиме истощения и продемонстрировано его применение.

Ключевые слова: нефтяные оторочки, подгазовые зоны, разработка на режиме истощения

Для цитирования: Пархоменко, Д. В. Оценка эффективности разработки краевых нефтяных оторочек на режиме истощения / Д. В. Пархоменко, Г. А. Схабицкий, Р. Т. Апасов. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-3-72-82 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 3. – С. 72–82.

Evaluating the efficiency of the development of boundary oil rims in the depletion drive

Dmitriy V. Parkhomenko^{1*}, Gerald A. Skhabitskiy¹, Renat T. Apasov²

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²Gazpromneft STC LLC, Tyumen, Russia

*mobyred@mail.ru

Abstract. Every year, the relevance of developing oil rims, which were not previously involved in development due to the need to use expensive technologies, is growing. However, at present time the development of oil rims is determined by the depletion of light oil reserves. The massive gas cap and the high gas factor in oil rims don't allow to accurately determine the possibility of developing an oil rim in the depletion drive. The aim of the article is to develop a tool for evaluating the effectiveness of the development of boundary oil rims in the depletion drive. The key geological and physical factors that have the greatest impact on the efficiency of the development of oil rims were identified; analogous deposits were analyzed, on the basis of which geologi-

cal and hydrodynamic models were built. We evaluated the role and influence of studied factors, such as permeability, angle of inclination of the oil rim, volume of the gas cap, thickness of the oil rim. A tool has been developed to assess the effectiveness of the development of boundary oil rims in the depletion drive and the use of the tool has been demonstrated.

Keywords: oil rims, sub-gas zones, depletion drive development

For citation: Parkhomenko, D. V., Skhabitskiy, G. A., & Apasov, R. T. (2022). Evaluating the efficiency of the development of boundary oil rims in the depletion drive. Oil and Gas Studies, (3), pp. 72-82. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-3-72-82

Введение

Нефтяной оторочкой или подгазовой зоной называется нефтяная часть нефтегазовой залежи, в которой объем нефтяной части меньше объема газовой шапки [1]. Нефтяные оторочки составляют 13 % от трудноизвлекаемых запасов в Российской Федерации, причем извлечено менее 2 % от общих запасов газонефтяных залежей [2].

С учетом небольшой мощности нефтяной части залежи (2–15 м) повышение коэффициента извлечения нефти (КИН) является затруднительным и в среднем составляет около 15 %, когда приемлемый средний КИН для разработки месторождений составляет 30 %.

Малая нефтенасыщенная толщина и ее контакт с газовой шапкой приводят к формированию градиента давления в нефтяной части, что обуславливает создание градиента давления во всей системе залежи. За счет этого образуется газовый конус, прорывающийся к добывающей скважине и уменьшающий добычу по нефти.

Прорывы конусов воды или газа к добывающим скважинам способствуют расформированию запасов, что ведет к их потере или делает дальнейшую разработку невозможной; для предотвращения образования конусов воды или газа ограничивают дебиты и депрессии скважин. Разработка на режиме истощения залежи возможна, однако зачастую она является нерентабельной. Поэтому прибегают к консервации запасов нефти и переходу к разработке только газовой шапки.

На этапе оценки (разведывательного бурения) при проектировании месторождения существует множество геолого-физических неопределенностей, из-за которых возрастают погрешности, лишаящие возможности точной разработки. По мере разработки месторождения с каждым новым этапом (оценка, выбор и т. д.) поступают новые данные, уменьшая степень неопределенности данных. Для того чтобы приблизить концептуальный проект к наиболее рентабельному варианту разработки, следует на этапе разведывательного бурения произвести технико-экономическую оценку возможности разработки нефтяной оторочки на режиме истощения.

Таким образом, актуальной является разработка инструмента, который позволит оценить возможность разработки залежи с нефтяной оторочкой на истощении, когда определение сценария разработки оказывает наибольшее влияние на дальнейшую продуктивность этапа эксплуатации.

Объект и методы исследования

Для формирования образа базовой синтетической модели были рассмотрены геолого-физические характеристики месторождений с нефтяны-

ми оторочками (Западно-Мессояхское, Восточно-Мессояхское, Брим, Тазовское, Чаяндинское, Ромашкинское, Новопортовское).

На основе изученных месторождений определены необходимые параметры и их границы (максимальные и минимальные значения из выборки) для построения синтетической геологической и гидродинамической модели. Далее были выбраны средние значения геолого-физических характеристик для базового варианта модели (объекта внедрения) для проведения расчетов.

После определения необходимых геолого-физических параметров для базового варианта модели была построена PVT-модель «Black Oil». Для создания PVT-модели были проанализированы корреляции Стендинга, Маккейна и Лассетера. Корреляция Стендинга была выбрана как наиболее оптимальная для нефтяной оторочки [3].

Для учета относительных фазовых проницаемостей в системах вода — нефть и газ — нефть реализован инструмент на базе Microsoft Excel по методу Кори, основанному на степенной функции [4]. Характеристики кривых были приняты по аналогии с изученными месторождениями.

Для системы вода — нефть в инструменте использовались следующие формулы:

$$K_{пр\text{нефть}} = K_{пр\text{нефть}}(K_{во}) \cdot \left(\frac{1-K_{в}-K_{но}}{1-K_{во}-K_{но}} \right)^{N_o}, \quad (1)$$

$$K_{пр\text{вода}} = K_{пр\text{вода}}(K_{но}) \cdot \left(\frac{K_{в}-K_{во}}{1-K_{во}-K_{но}} \right)^{N_w}, \quad (2)$$

где $K_{пр\text{нефть}}$ — проницаемость по нефти; $K_{пр\text{вода}}$ — проницаемость по воде; $K_{во}$ — остаточная вода; $K_{в}$ — остаточная водонасыщенность; $K_{но}$ — остаточная нефть; N_o — степенной коэффициент Кори для нефти; N_w — степенной коэффициент Кори для воды.

Формула для определения проницаемости газа в системе газ — нефть:

$$K_{пр\text{газ}} = K_{пр\text{газ}}(K_{но}) \cdot \left(\frac{K_{г}-K_{го}}{1-K_{го}-K_{го}} \right)^{N_G}, \quad (3)$$

где $K_{пр\text{газ}}$ — проницаемость по газу; $K_{г}$ — остаточная газонасыщенность; $K_{го}$ — остаточный газ; N_G — степенной коэффициент Кори для газа.

Для расчетов степенные коэффициенты принимались как $N_o = 2$, $N_w = 2$, $N_G = 1,5$.

Далее на основе полученных данных были построены различные варианты секторных геологических моделей в ПО «Petrel» и гидродинамических моделей в ПО «tNavigator» (рис. 1), отличающиеся значениями геолого-физических характеристик, отображенных в таблице 1.

Были выделены факторы, оказывающие наибольшее влияние на эффективность разработки нефтяной оторочки, а именно: М-фактор (отношение порового объема газа на поровый объем нефти), угол наклона подгазовой зоны, проницаемость, анизотропия проницаемости, толщина нефтяной оторочки, вязкость нефти [5, 6]. На основе проанализированных месторождений по каждому параметру устанавливались граничные значения.

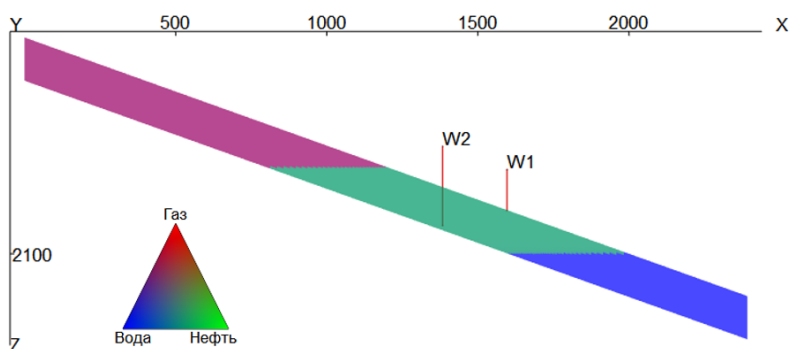


Рис. 1. Пример модели краевой нефтяной оторочки

Таблица 1

Геолого-физические характеристики

М-фактор	Угол наклона подгазовой зоны	Проницаемость, мД	Анизотропия проницаемости	Толщина оторочки	Вязкость нефти, мПа·с
1	1	5	0,1	5	0,3
1,5	2,5	10	1	10	0,6
2	3,5	20	10	15	1,2
3	5	40	50	20	2,4
5	7,5	80	100	30	4,8
—	—	—	—	40	—

Расстояние между добывающими скважинами принято в качестве 200 м и основывалось на информации, представленной в работе [7]. Граничные условия по скважинам учитывали максимальную депрессию на пласт и минимальное давление на устье с учетом VFP-таблицы, также применялись ограничения по газовому фактору ($10\,000\text{ м}^3/\text{м}^3$) и минимальному дебиту нефти ($1\text{ м}^3/\text{сут}$).

В качестве выходных результатов рассчитанной модели рассматривались накопленная дисконтированная добыча нефти и газа, вычисляемая по формуле (4), а также чистый дисконтированный доход (NPV), полученный по формуле (5).

$$\sum_{i=1}^n Q_i^{\text{диск}} = Q_1 + Q_2 + \dots + Q_n \quad (4)$$

$$Q_n = \frac{q}{(1+d)^y},$$

где Q_n — текущая дисконтированная добыча; q — текущая добыча нефти или газа, м^3 ; y — позиция текущего года; d — ставка дисконта (принята в качестве 0,15).

$$NPV = (1 - H_n) \cdot \sum Q_n^{\text{диск}} \cdot C_n + (1 - H_n) \cdot \sum Q_g^{\text{диск}} \cdot C_g - C_w \cdot n_w, \quad (5)$$

где H_n — налог на прибыль (20 %); $\sum Q_n^{\text{диск}}$ — накопленная дисконтированная добыча нефти; $\sum Q_g^{\text{диск}}$ — накопленная дисконтированная добыча газа; C_n — netback по нефти (принят как 10 000 руб. за тонну); C_g — netback по газу (принят как 2 000 руб. за тыс. м³); C_w — стоимость скважины (50 млн руб.); n_w — количество скважин.

Далее исследовали влияние геометрических характеристик краевой нефтяной оторочки на эффективность вытеснения нефти.

Определили, что при увеличении угла наклона нефтяной оторочки уменьшается боковая сторона нефтяной оторочки, то есть при увеличении угла уменьшается объем запасов и уменьшается объем газового конуса. Результаты расчетов показали, что чем меньше угол наклона нефтяной оторочки, тем больше конус газа — соответственно, растет эффективность вытеснения нефти конусом газа и увеличивается накопленная добыча нефти, что дает результат в виде высокого NPV (рис. 2).

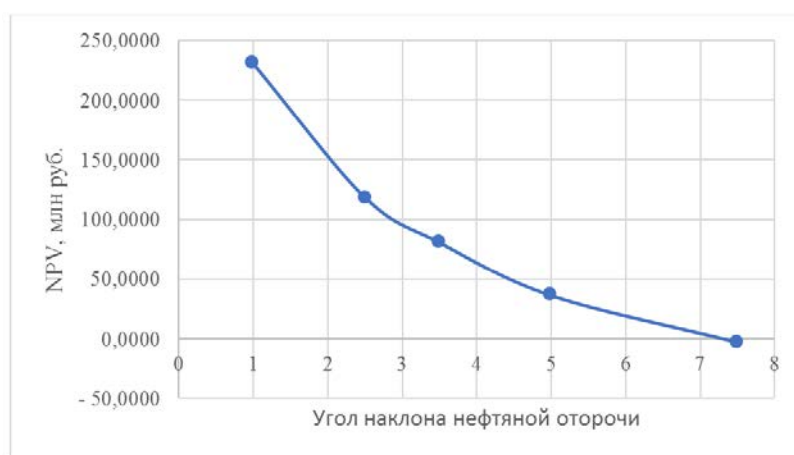


Рис. 2. Зависимость NPV от угла наклона нефтяной оторочки

Таким образом, мы подтвердили, что газовый конус в краевых нефтяных оторочках является главным механизмом вытеснения нефти.

Рассмотрим влияние выбранных геолого-физических характеристик на эффективность вытеснения нефти.

Анизотропия проницаемости в соответствии с формулой (6) проявляется в нефтяных оторочках по-разному.

$$I_A = \frac{k_v}{k_h}, \quad (6)$$

где I_A — анизотропия проницаемости; k_v — проницаемость по вертикали, мД; k_h — проницаемость по горизонтали, мД.

В нефтяных оторочках подстилающего типа газовый конус расширяется при увеличении анизотропии проницаемости, и, соответственно, при низкой анизотропии газовый конус уменьшается. В нефтяных оторочках краевого типа вытеснение нефти происходит по латерали, поэтому влияние анизотропии на формирование газового конуса будет минимальным. За

счет того, что анизотропия незначительно проявляется в краевых нефтяных оторочках, мы исключаем данный параметр из таблицы исследуемых геолого-физических характеристик.

Рассмотрим влияние вязкости и проницаемости, связанных формулой Дюпюи (7)

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)}, \quad (7)$$

где k — проницаемость, мД; h — продуктивная толщина, м; ΔP — депрессия, МПа; μ — вязкость нефти, Па·с; R_k — радиус контура питания, м; r_c — радиус скважины, м.

Высокая проницаемость обуславливает высокий начальный дебит, однако уменьшается время добычи за счет того, что проницаемость также влияет на темпы отбора (перераспределение давления), исходя из формулы пьезопроводности (8)

$$\chi = \frac{k}{\mu\beta^*}, \quad (8)$$

где k — проницаемость, мД; μ — вязкость нефти, Па·с; β^* — сжимаемость системы, 1/МПа.

Вязкость прямо пропорциональна проницаемости и, следовательно, оказывает аналогичное влияние. Однако по сравнению с проницаемостью на данный фактор воздействует давление, которое способно изменить изначально заданное значение вязкости, поэтому мы исключаем вязкость из таблицы параметров.

Также было рассмотрено влияние газовой шапки и аквифера на добычу нефти. Для этого были сформированы следующие варианты: вариант с газовой шапкой, где объем газовой шапки в 1,5 раза и в 5 раз больше объема нефтяной оторочки; вариант с объемом аквифера в 100 раз больше объема нефтяной оторочки.

По полученным результатам гидродинамического моделирования были построены графики (рис. 3).

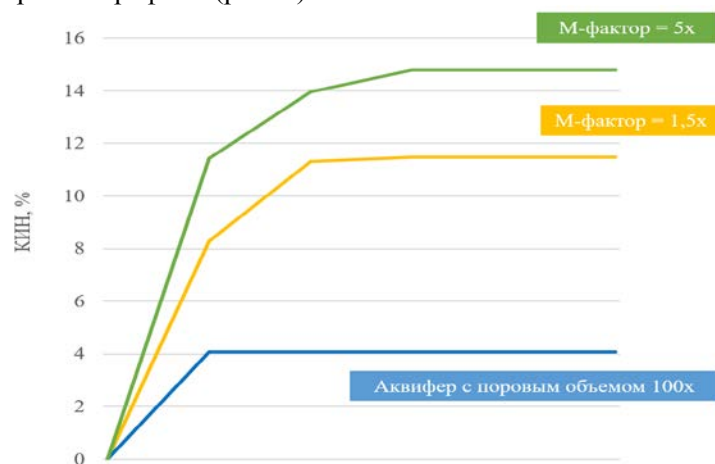


Рис. 3. Исследование влияния аквифера и газовой шапки на коэффициент извлечения нефти

Исходя из представленного графика видно, что газовая шапка с М-фактором, равным 5, имеет значительную разницу в КИН по сравнению с моделью, где поровый объем аквифера увеличен в 100 раз от порового объема нефтяной оторочки. Данное явление объясняется формулой (9), которая представляет общую сжимаемость системы. С учетом того, что сжимаемость воды кратно меньше сжимаемости нефти и газа, увеличение аквифера не оказывает существенного воздействия на КИН.

$$\beta_{\text{общ}} = S_H \cdot V_H \cdot \beta_H + \frac{S_G \cdot V_G}{P_{\text{пл}}} + S_B \cdot V_B \cdot \beta_B + \beta_{\text{пор}}, \quad (9)$$

где S_H — насыщенность нефтью; V_H — объем нефти, м³; β_H — сжимаемость нефти, 1/МПа; S_B — насыщенность водой; V_B — объем воды, м³; β_B — сжимаемость воды, 1/МПа; S_G — насыщенность газом; V_G — объем газа, м³; $P_{\text{пл}}$ — пластовое давление, МПа; $\beta_{\text{пор}}$ — сжимаемость породы.

Проанализировав результаты, мы отсекали такие факторы, как анизотропия проницаемости и вязкость нефти. Оставшиеся параметры сформировали основную выборку в количестве 750 моделей.

На основе результатов данных моделей были получены значения NPV, которые были сгруппированы в зависимости от толщины нефтяной оторочки (рис. 4).

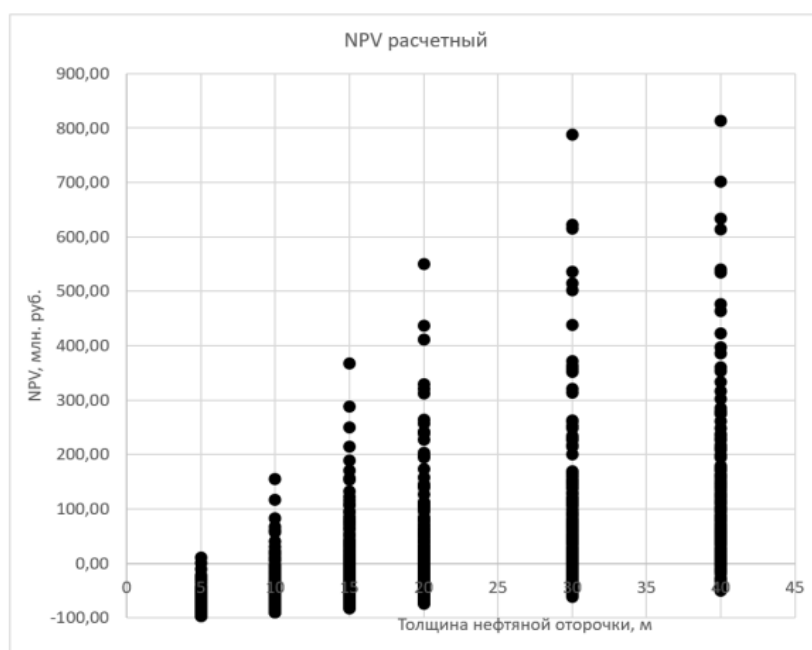


Рис. 4. Зависимость NPV от толщины нефтяной оторочки

Далее полученные зависимости были аппроксимированы по функции гиперболического тангенса, что позволило получить следующую математическую модель:

$$NPV = a \cdot th(b \cdot h + c) + d, \quad (10)$$

где a — коэффициент сжатия графика по горизонтали; b — коэффициент сжатия графика по вертикали; c — коэффициент растяжения графика по вертикали; d — коэффициент растяжения графика по горизонтали; h — толщина нефтяной оторочки, м.

Результаты

На основе полученной математической модели были построены палетки для оценки эффективности разработки краевых нефтяных оторочек на режиме истощения. Пример палетки для М-фактора 0,5 представлен на рисунке 5, для остальных значений М-фактора выполнены аналогичные палетки.

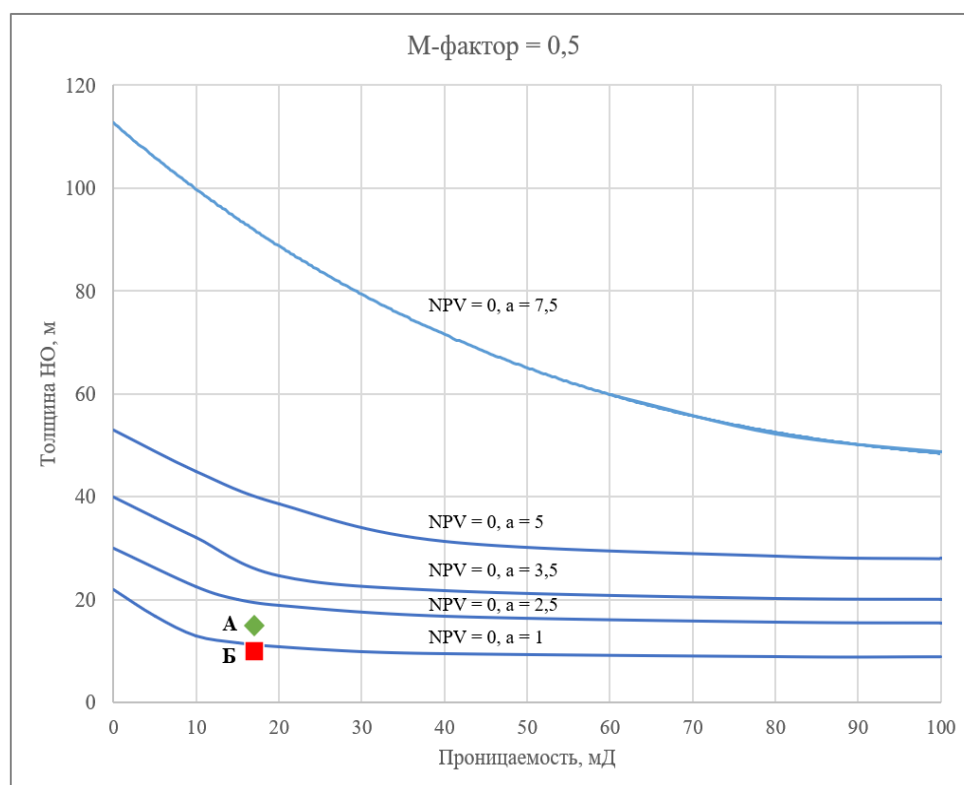


Рис. 5. Палетка для оценки эффективности разработки краевой оторочки на режиме истощения с малой газовой шапкой

На палетке каждый график характеризует границу нулевой рентабельности с определенным углом наклона нефтяной оторочки. В качестве апробации полученной палетки были взяты данные с двух месторождений, представленные в таблице 2.

Результаты по оценке объектов с помощью палетки полностью совпадают с данными в таблице, следовательно, палетка может быть применена для оценки эффективности разработки на режиме истощения.

Данные по реальным месторождениям

Параметр	Объект А	Объект Б
Угол наклона подгазовой зоны	1	3
М-фактор	0,5	0,5
Толщина пласта, м	15	10
Проницаемость, мД	17	17
Рентабельность	Да	Нет

Обсуждение

Разработанный инструмент позволяет оперативно оценить возможность разработки нефтяных оторочек на режиме истощения, а также выявить геолого-физические условия, при которых разработка будет наиболее эффективна на этапе оценки месторождения с минимальным объемом геолого-физических данных.

Далее наш авторский коллектив исследует границы применения систем поддержания пластового давления с нагнетанием газа и воды при разработке нефтяных оторочек.

Вывод

Таким образом, определена степень влияния конуса газа на эффективность вытеснения нефти при различных геолого-физических факторах: анизотропия проницаемости, вязкость нефти, проницаемость, угол наклона нефтяной оторочки.

Подтверждено, что в нефтяных оторочках конус газа является главным механизмом вытеснения нефти. Чем больше размер конуса, тем больше накопленная добыча нефти.

Построен для практического применения инструмент определения рентабельности разработки нефтяных оторочек и определены границы рентабельности разработки нефтяных оторочек при заданных параметрах на режиме истощения.

Список источников

1. Полковников, Ф. И. Оптимизация технологии разработки тонких нефтяных оторочек : магистерская диссертация / Ф. И. Полковников ; науч. рук. С. В. Степанов ; консультант А. Ю. Юшков ; автор рецензии Д. А. Самоловов ; Тюменский государственный университет. – Тюмень, 2017. – 81 с. – Текст : непосредственный.
2. Матюхина, В. Д. Оценка перспектив использования технологий создания газогидратных барьеров при разработке месторождений с газовой шапкой и низкой пластовой температурой (на примере Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения, Восточная Сибирь) : магистерская диссертация / В. Д. Матюхина ; Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск, 2017. – 106 с. – Текст : непосредственный.

3. Standing, M. B. A pressure-volume-temperature correlation for mixtures of California oils and gases / M. B. Standing. – Direct text // *Drilling and Production Practice*. – 1947. – P. 275–287.
4. Corey, A. T. The interrelation between gas and oil relative permeabilities / A. T. Corey. – Direct text // *Producers Monthly*. – 1954. – Vol. 19, Issue 1. – P. 38–41.
5. Olamigoke, O. First-Pass Screening of Reservoirs with Large Gas Caps for Oil Rim Development / O. Olamigoke, A. Peacock. – Text : electronic // *Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Abuja, Nigeria*. – URL: <https://doi.org/10.2118/128603-MS>. – Published: August, 03, 2009.
6. Выбор рентабельных подходов к разработке малоамплитудных нефтегазоконденсатных залежей с нефтяной оторочкой на примере месторождения с востока ЯНАО / С. В. Красноборов, А. А. Горланов, А. А. Юшков [и др.]. – Текст : непосредственный // *Нефть и Газ Сибири*. – 2018. – № 4 (33). – С. 42–44.
7. Определение оптимальной схемы размещения горизонтальных скважин на месторождениях с нефтяными оторочками / Д. А. Сугаипов, С. А. Нехаев, И. В. Перевозкин [и др.]. – DOI 10.24887/0028-2448-2019-12-44-46. – Текст : непосредственный // *Нефтяное хозяйство*. – 2019. – № 12. – С. 44–46.

References

1. Polkovnikov, F. I. (2017). Optimizatsiya tekhnologii razrabotki tonkikh neftnyanykh otorochek: magisterskaya dissertatsiya. Tyumen, 81 p. (In Russian).
2. Matyukhina, V. D. (2017). Otsenka perspektiv ispol'zovaniya tekhnologiy sozdaniya gazogidratnykh bar'erov pri razrabotke mestorozhdeniy s gazovoy shapкой i nizkoy plastovoy temperaturoy (na primere Chayandinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya, Vostochnaya Sibir'): magisterskaya dissertatsiya. Tomsk, 106 p. (In Russian).
3. Standing, M. B. (1947). A pressure-volume-temperature correlation for mixtures of California oils and gases. *Drilling and Production Practice*, pp. 275-287. (In English).
4. Corey, A. T. (1954). The interrelation between gas and oil relative permeabilities. *Producers Monthly*, 19(1), pp. 38-41. (In English).
5. Olamigoke, O., & Peacock, A. (2009). First-Pass Screening of Reservoirs with Large Gas Caps for Oil Rim Development. *Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Abuja, Nigeria*. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/128603-MS>
6. Krasnoborov, S. V., Gorlanov, A. A., Yushkov, A. A., Zunde, D. A., & Loznyuk, O. A. (2018). Vybór rentabel'nykh podkhodov k razrabotke maloamplitudnykh neftegazokondensatnykh zalezhey s neftyanoy otorochkoy na primere mestorozhdeniya s vostoka YANAO. *Neft' i Gaz Sibiri*, (4(33)), pp. 42-44. (In Russian).
7. Sugaipov, D. A., Nekhaev, S. A., Perevozkin, I. V., Reshetnikov, D. A., & Samolovov, D. A. (2019). Optimization of well pattern for oil rim fields. *Oil Industry*, (12), pp. 44-46. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2019-12-44-46

Информация об авторах

Пархоменко Дмитрий Валерьевич, студент, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, mobyred@mail.ru

Information about the authors

Dmitriy V. Parkhomenko, Student, Industrial University of Tyumen, mobyred@mail.ru

Схабицкий Геральд Александрович, студент, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Апасов Ренат Тимергалеевич, кандидат технических наук, руководитель по разработке продуктов ООО «Газпромнефть НТЦ», г. Тюмень

Gerald A. Skhabitskiy, Student, Industrial University of Tyumen

Renat T. Apasov, Candidate of Engineering, Head of Product Development, Gazpromneft STC LLC, Tyumen

Статья поступила в редакцию 26.01.2022; одобрена после рецензирования 16.03.2022; принята к публикации 18.03.2022.

The article was submitted 26.01.2022; approved after reviewing 16.03.2022; accepted for publication 18.03.2022.