

Сравнение эффективности разработки с поддержанием пластового давления и на истощении для низкопроницаемой тюменской свиты

Чезганова О.Н., Вострикова А.Г., Патраков Д.П., Гладких М.А.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

onchezganova@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

В данной работе рассматривается поиск оптимального режима и системы разработки месторождения с низкой проницаемостью, малой изученностью и отсутствием промышленной разработки. Приведены сопоставления расчетов технологических показателей вариантов с заводнением и вариантов на истощении.

Материалы и методы

Статья представляет собой изложение результатов компьютерного моделирования способов разработки месторождений нефти и газа с низкопроницаемыми пластами.

Ключевые слова

тюменская свита, трудноизвлекаемые запасы нефти (ТРИЗ), низкопроницаемый коллектор (НПК), горизонтальная скважина (ГС), обоснование системы разработки, эффективность системы поддержания пластового давления (ППД), режим истощения

Для цитирования

Чезганова О.Н., Вострикова А.Г., Патраков Д.П., Гладких М.А. Сравнение эффективности разработки с поддержанием пластового давления и на истощении для низкопроницаемой тюменской свиты // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 8. С. 56–60. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-8-56-60

Поступила в редакцию: 17.11.2023

GEOLOGY

UDC 553.98 | Original Paper

Comparing the performance of reservoir pressure maintenance and depletion drive to develop low-permeable reservoirs of the Tyumen formation

Chezganova O.N., Vostrikova A.G., Patrakov D.P., Gladkikh M.A.

“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

onchezganova@tnnc.rosneft.ru

Abstract

The paper describes the search for the optimal development drive and well pattern for a field with low permeable reservoirs, poorly studied, and not involved into commercial development. Comparisons of simulated process parameters of the waterflooding and reservoir pressure depletion options are given.

Materials and methods

The paper describes the results of the computer simulation of development methods for oil and gas fields with low-permeable reservoirs.

Keywords

Tyumen formation, hard-to-recover oil reserves, low-permeable reservoir, horizontal well (Hz), well pattern justification, performance of the reservoir pressure maintenance system, depletion drive

For citation

Chezganova O.N., Vostrikova A.G., Patrakov D.P., Gladkikh M.A. Comparing the performance of reservoir pressure maintenance and depletion drive to develop low-permeable reservoirs of the Tyumen Formation. Exposition Oil Gas, 2023, issue 8, P. 56–60. (In Russ).

DOI: 10.24412/2076-6785-2023-8-56-60

Received: 17.11.2023

Сравнение эффективности разработки с ППД и на истощении для низкопроницаемой тюменской свиты

Несмотря на существенный рост доли низкопроницаемых трудноизвлекаемых запасов на месторождениях Западной Сибири, их выработка не превышает 17 % [1]. Одним из ключевых вопросов освоения таких запасов является выбор оптимальной системы разработки. Наиболее часто используется заводнение с применением горизонтальных

скважин (ГС) [2]. Однако слабовыраженный эффект от закачки, а также высокие капитальные вложения на организацию системы поддержания пластового давления (ППД) определяют значительное снижение экономической привлекательности проектов, в связи с этим разработка низкопроницаемых коллекторов на естественном режиме может являться альтернативным вариантом [3, 4].

Особенно актуален вопрос выбора системы разработки в условиях ввода

в эксплуатацию нового месторождения. При значительном уровне геологической неопределенности и высокой стоимости освоения месторождения отмечается существенное повышение экономических рисков при реализации выбранной схемы разработки. В данной работе рассматривается поиск оптимального режима и системы разработки на примере месторождения с малой изученностью и отсутствием промышленной разработки.

Геологическая характеристика изучаемого объекта

Основная часть геологических запасов нефти месторождения сосредоточена в тюменской свите (пласты группы Ю). Коллекторы тюменской свиты имеют неблагоприятные для разработки характеристики: резко неоднородный характер строения с частыми фациальными переходами и замещениями песчано-алевритовых пород глинами, ультранизкие значения абсолютной проницаемости (средняя проницаемость на уровне 0,3 мД), низкая плотность концентрации запасов.

Выбор способа разработки объекта, помимо крайне низких фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), осложнен также недостаточной изученностью месторождения, что требует использования опыта разработки соседних месторождений и месторождений-аналогов. Коллекторы рассматриваемого месторождения характеризуются более низкими ФЕС в сравнении с месторождениями-аналогами (рис. 1). На рассматриваемом месторождении практически не отмечается концентрация зон так называемых «хороших» запасов. Районы с улучшенными ФЕС отсутствуют, коллекторы равномерно «размазаны» по разрезу, что предопределяет сложность в проводке скважин. При такой структуре запасов максимальный охват выработкой по разрезу может быть достигнут за счет проведения операции гидроразрыва пласта (ГРП) (рис. 2, 3).

Вопрос изучения причин и механизмов выработки запасов из такого рода низкопроницаемых коллекторов довольно широко освещен в научной среде нефтегазовой отрасли. В работе [5] авторы по результатам анализа лабораторных исследований ядра показали, что фильтрация в низкопроницаемых коллекторах характеризуется отклонением от линейного закона фильтрации Дарси. С уменьшением проницаемости коллектора величина отклонения закона фильтрации от линейного становится более значительной. Зависимость скорости фильтрации от градиента давления показывает очень большое значение начального градиента давления, запускающего фильтрацию. Таким образом, в фильтрации будет задействована только часть дренируемых запасов.

Анализ капилляриметрических исследований месторождений-аналогов показал (рис. 4), что доля пор, участвующих в фильтрации, снижена ($\approx 45\%$) ввиду отсутствия крупных каналов (доля пор радиусом менее 1 мкм составляет $\approx 55\%$). Такая структура порового пространства обуславливает снижение фильтрационных характеристик пород за счет создаваемых капиллярных давлений. Соответственно, при разработке месторождений с низкой проницаемостью с применением закачки воды может возникнуть ситуация, когда для существенной части порового объема создаваемый перепад давления не обеспечит превышение капиллярных сил, и вытеснение нефти водой произойти не будет.

Особенности разработки месторождений-аналогов

Показательным примером, как система разработки влияет на процесс выработки, является анализ фактических темпов падения на месторождениях-аналогах. Из проведенного анализа отмечается, что в целом система ППД эффективно влияет на процесс выработки, обеспечивая стабилизацию и незначительный рост дебитов жидкости по сравнению

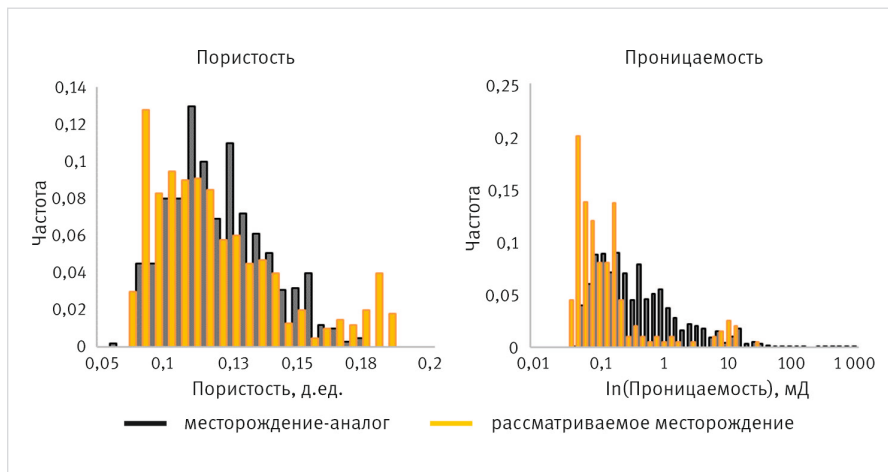


Рис. 1. Гистограммы распределения ФЕС по ядерным исследованиям
Fig. 1. Histograms of core-based reservoir properties distribution

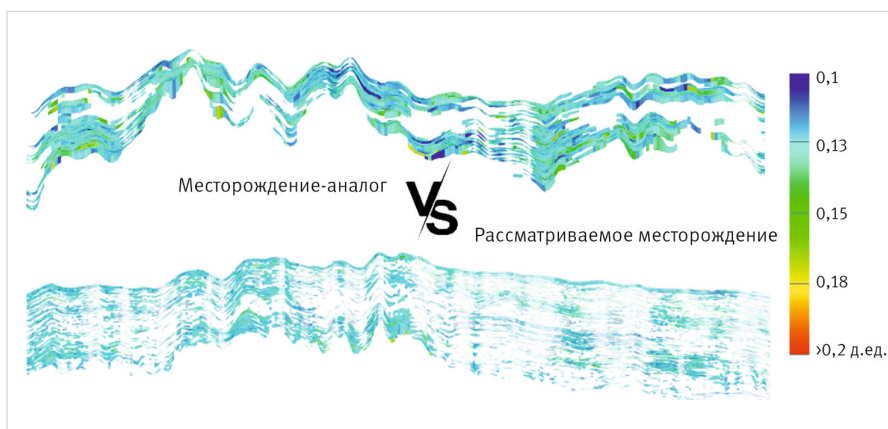


Рис. 2. Разрезы по кубу пористости в ГДМ
Fig. 2. Porosity volume sections in the flow model

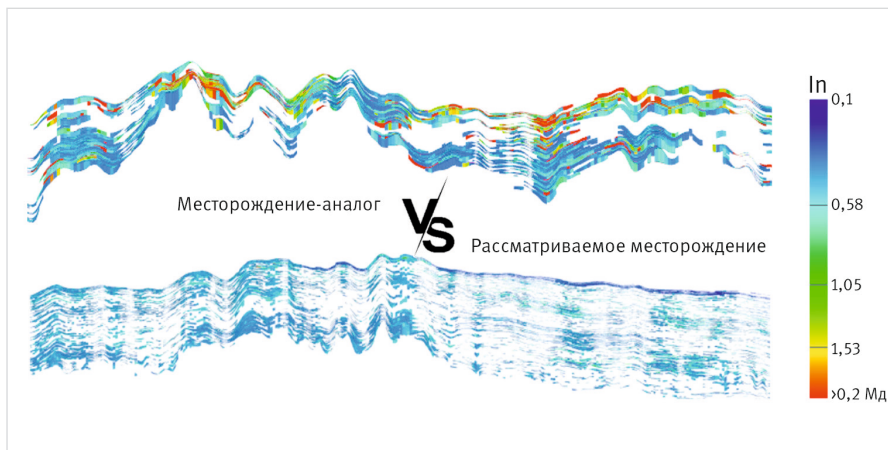


Рис. 3. Разрезы по кубу проницаемости в ГДМ
Fig. 3. Permeability volume sections in the flow model

с режимом на истощении [6]. Если разделить темпы падения по зонам с низкими и высокими ФЕС, то эффект от ППД не столь очевиден. В зонах с низкими ФЕС темпы падения дебитов жидкости становятся сопоставимы с режимом на истощении (рис. 5). Данный факт объясняется тем, что в условиях сниженной проницаемости и ухудшения геологической связности пласта эффект от закачки практически не проявляется на динамике работы добывающих скважин: дебиты по скважинам продолжают снижаться. В таких условиях, применительно к новому

месторождению, опираясь на фактические данные по разработке аналогов, можно предположить, что разработка на истощении будет иметь большую экономическую эффективность.

Для подтверждения полученных выводов был использован традиционный на сегодняшний день подход: проведена серия расчетов на трехмерной гидродинамической модели.

Расчеты на ГДМ

Для выбора оптимальной системы разработки на выбранном месторождении

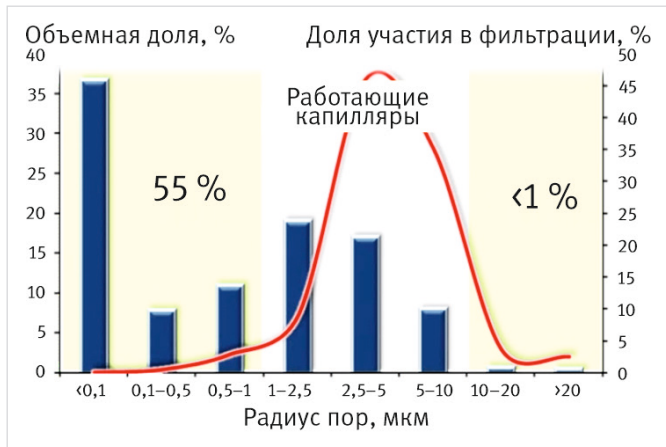


Рис. 4. Распределение объемной доли капилляров по радиусу (гистограмма) и объемной доли работающих капилляров (график). Месторождение-аналог
 Fig. 4. The distribution of the volume fraction of capillaries by radius (histogram) and the volume fraction of active capillaries (curve). Source: analogue field

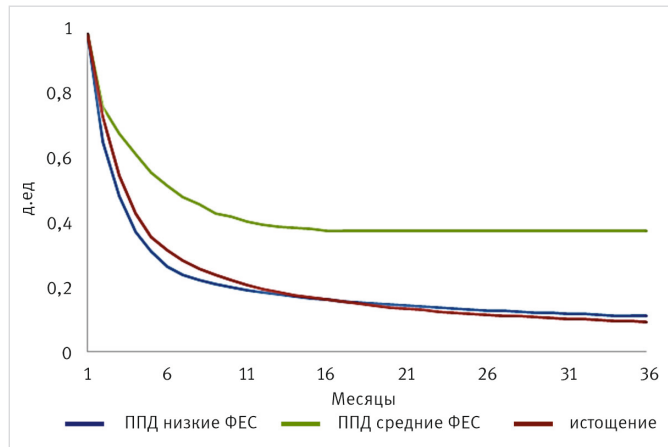


Рис. 5. Усредненные темпы падения дебита жидкости по месторождению-аналог
 Fig. 5. The average liquid decline rates of an analogue field

за основу для добывающих скважин выбраны системы ГС. В условиях Западной Сибири данная технология на сегодняшний день зарекомендовала себя как эффективная с точки зрения добычи и экономики [7].

Опираясь на фактические данные разработки пластов-аналогов, можно с уверенностью утверждать, что преимущество системы ГС с гидравлическим разрывом пласта (ГС+ГРП) перед традиционной системой плотной сетки наклонно направленных скважин (ННС) по входным дебитам и значениям извлекаемых запасов значительно увеличивается по мере ухудшения коллекторских свойств. Система ГС+ГРП позволяет увеличить дебиты скважин, темпы отборов и сократить сроки разработки. Для нагнетательных скважин выбрана традиционная система ННС, так как эффективность ГС ПВД на сегодняшний день не так очевидна, в связи с неравномерной закачкой по стволу ГС.

В текущей работе выполнены расчеты технологических показателей вариантов

с заводнением и вариантов на истощении с оптимизацией следующих параметров: длина добывающих ГС, расстояние между рядами добывающих и нагнетательных скважин, расстояние между добывающими скважинами в ряду, количество стадий ГРП и массы проппанта (рис. 6).

Условия расчета прогнозных вариантов на гидродинамической модели:

- одновременный ввод скважин;
- отработка нагнетательных скважин 6 месяцев в вариантах с ПВД;
- отключение нагнетательной скважины, если в окружении нет работающих добывающих скважин.

Единовременный ввод скважин был выбран для корректного сопоставления результатов расчетов с вариацией параметров и оценки их влияния на итоговый коэффициент извлечения нефти (КИН). Для расчета прогнозных вариантов были приняты дизайны ГРП, смоделированные по результатам испытаний разведочных скважин. Траектории

ГС проведены в пределах пласта с наименьшей расчлененностью и с учетом захвата трещиной ГРП наиболее продуктивных слоев (рис. 7).

Гидродинамическое моделирование проведено на основе трехмерной изотермической модели нелетучей нефти «black oil» трехфазной фильтрации (нефть, вода, газ) несмешивающихся жидкостей. Использовалась полностью неявная схема вычисления. Для поиска оптимальной системы разработки был подобран участок месторождения, соответствующий следующим основным критериям: район фактических скважин, с актуальными данными испытаний, наличие зон с «хорошими» и «плохими» ФЕС, большая площадь участка (156 км²).

По результатам многовариантных расчетов были выбраны два лучших варианта. Вариант 1 — реализация системы ПВД с горизонтальными скважинами длиной 1 500 метров и с расстоянием между рядами добывающих и нагнетательных скважин 400 метров с 15 портами ГРП и массой проппанта 200 тонн на стадию. Вариант 2 — реализация системы на истощение с ГС длиной 1 500 метров и расстоянием между рядами скважин 500 метров с 15 портами ГРП и массой проппанта 200 тонн на стадию. Эти варианты были рассмотрены на полномасштабной модели.

По варианту 1 с ПВД отмечается высокий темп падения дебитов: в среднем за 90 суток дебит по жидкости снизился до 75 % (рис. 8), медленное продвижение закачанной воды, вызванное низкими ФЕС пласта. Через год работы скважины темпы падения дебитов жидкости замедляются, но не настолько, чтобы компенсировать затраты на организацию закачки дополнительной добычи нефти.

Динамика пластового давления в варианте 2 ведет себя характерно для режима на истощении. Давление в варианте 1 в начальный момент времени также снижается, с момента работы системы ПВД начинается постепенный рост, а затем стабилизация. Стоит учитывать, что пластовое давление приведено в целом по ГДМ и включает районы нагнетательных скважин с высоким пластовым давлением. При этом динамика обводненности в варианте с ПВД указывает на крайне низкую степень воздействия закачки на добывающие скважины.

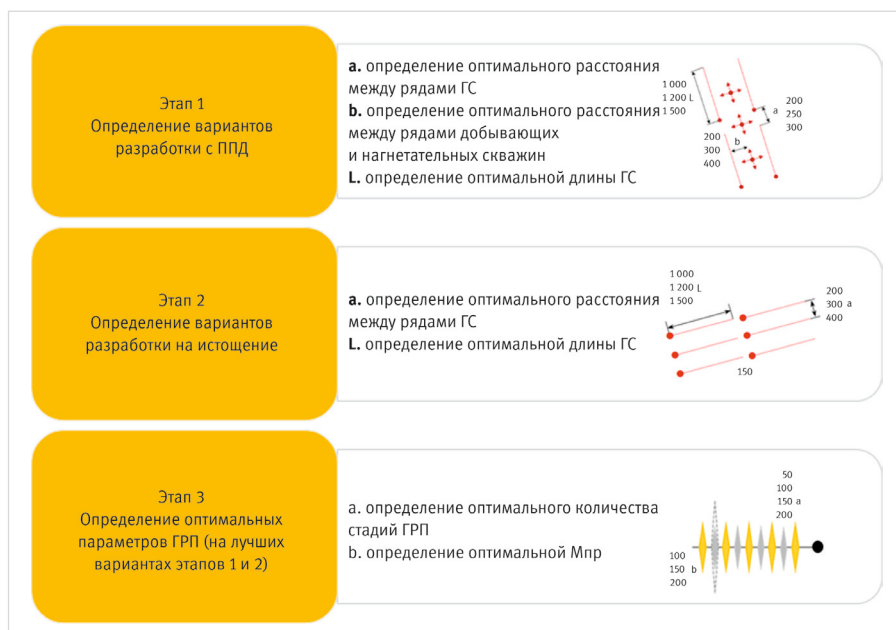


Рис. 6. Схема многовариантных расчетов
 Fig. 6. Multiple-option model runs pattern

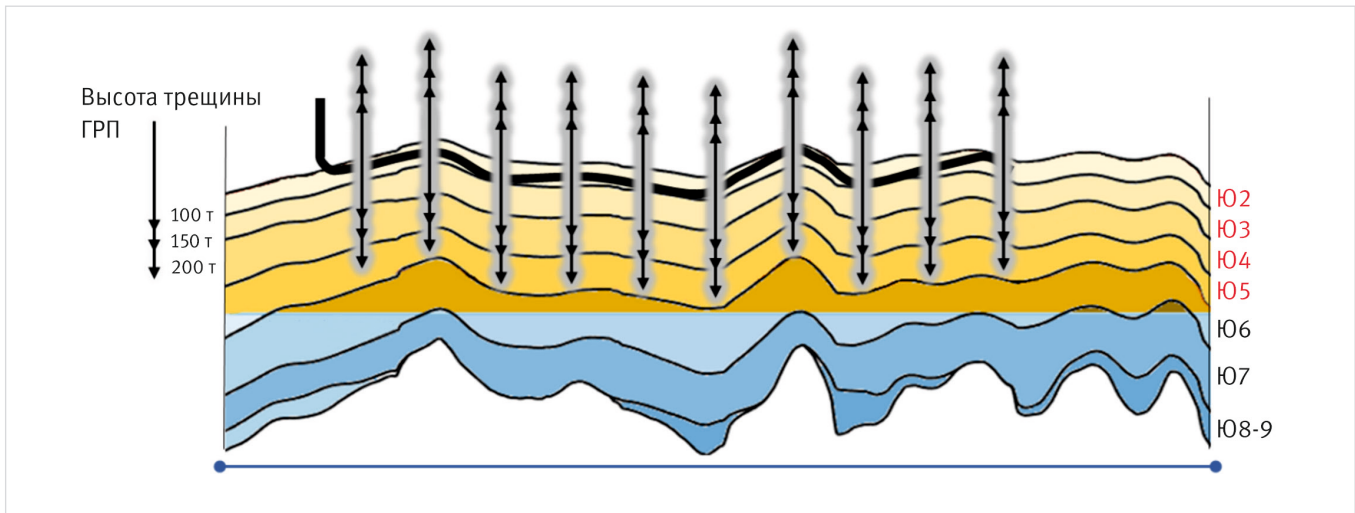


Рис. 7. Вскрытие пластов трещинами ГРП
Fig. 7. Hydraulically-fractured reservoir

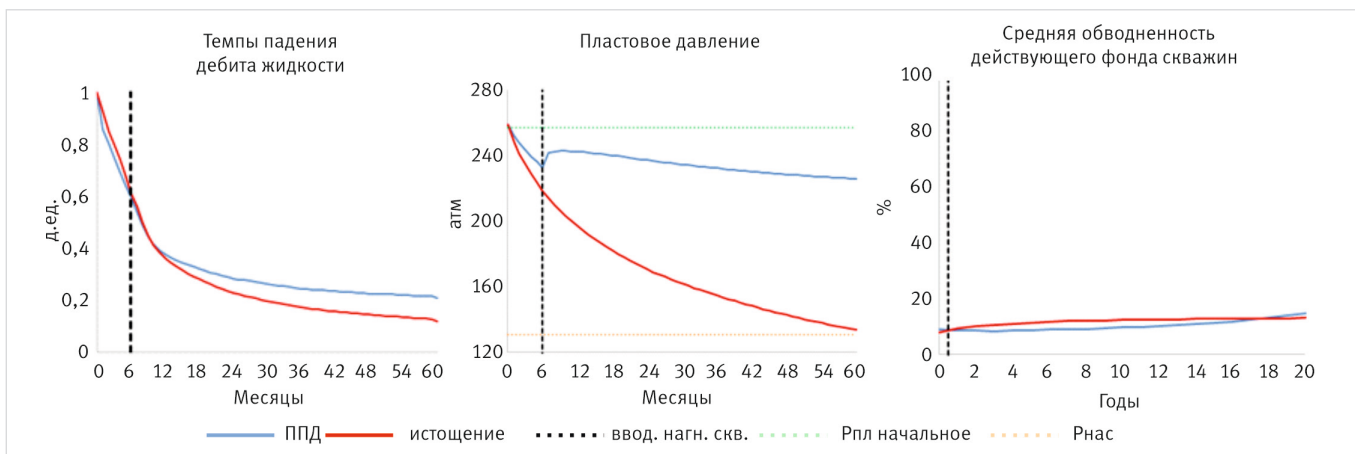


Рис. 8. Сравнительные графики по результатам расчетов лучших вариантов на полномасштабной модели
Fig. 8. Comparative curves illustrating the best full-scale simulation options

Согласно полученным результатам расчетов, вариант с ППД позволяет добыть на 6 % больше запасов, чем вариант с истощением. Однако если учитывать только рентабельные запасы, то вариант на истощении позволяет добыть на 20 % больше, чем вариант с заводнением (рис. 9), что говорит о низкой технико-экономической эффективности варианта с ППД.

Итоги

В целом, учитывая низкий уровень изученности рассматриваемого месторождения, к полученным результатам расчетов на ГДМ стоит относиться как к предварительным. Поэтому для него рекомендуется на стадии пробной эксплуатации апробировать оба варианта разработки — с заводнением и на истощении. По результатам пробной эксплуатации необходимо принять решение о наиболее эффективной технологии освоения запасов.

Выводы

Как показывает анализ разработки месторождений с низкопроницаемыми коллекторами, а также выполненные в рамках работы расчеты на ГДМ, разработка на истощении может являться оправданной альтернативой заводнению. В публикациях на данную тему авторами были получены пороговые

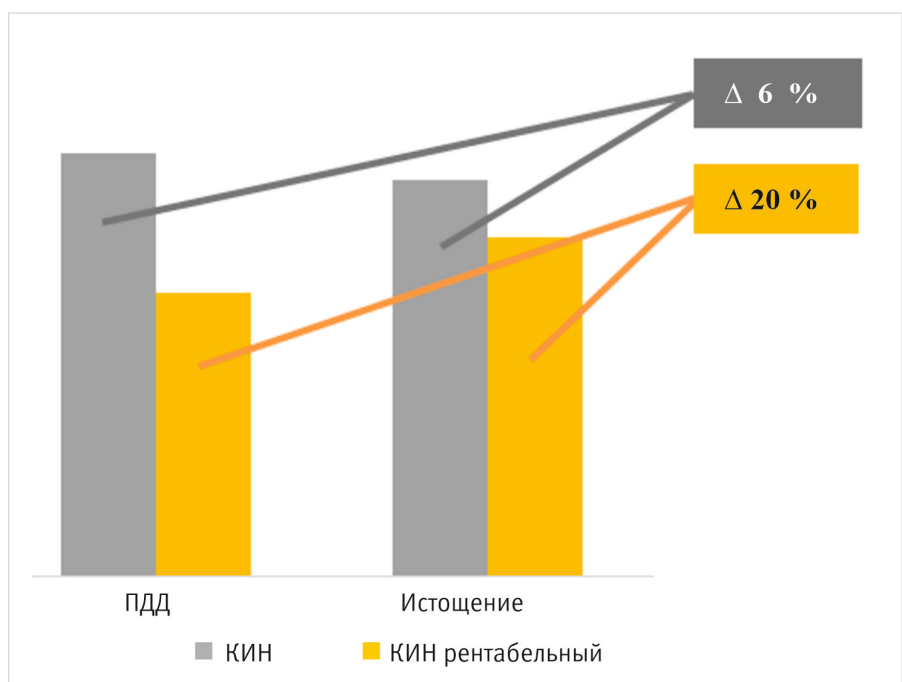


Рис. 9. Сравнение КИН режимов разработки
Fig. 9. Comparison of oil recovery factors of the two development drives

значения проницаемости, ниже которых целесообразно рассмотреть вариант разработки на режиме истощения [2]. Пороговое значение варьируется в диапазоне 0,05–0,5 мД в зависимости от геологических, технологических и экономических особенностей разработки месторождения.

Литература

1. Мищенко И.Т., Бравичева Т.Б., Бравичев К.А. Низкопроницаемые коллекторы. Повышение эффективности разработки с использованием современных технологий // *Neftegaz.RU*. 2020. № 4. С. 130–134.
2. Смирнов Д.С., Немирович Г.М., Чезганова О.Н., Гнилицкий Р.А., Тимчук А.С., Николаев М.Н. Технология разработки низкопроницаемых коллекторов с использованием горизонтальных скважин с многостадийным ГРП //

Наука и ТЭК. 2012. № 9. С. 22–27.

3. Белоногов Е.В., Пустовских А.А., Ситников А.Н. Критерий выбора способа разработки низкопроницаемых коллекторов // *ПРОНефть*. 2018. № 1. С. 49–51.
4. Чусовитин А.А., Гнилицкий Р.А., Смирнов Д.С., Плиткина Ю.А., Лиходед И.А., Емельянов Д.В., Мельников Л.П. Эволюция проектных решений по разработке отложений тюменской свиты на примере месторождений Краснотенского свода // *Нефтяное хозяйство*. 2016. № 5. С. 54–58.
5. Байков В.А., Колонских А.В., Макатров А.К., Политов М.Е., Телин А.Г. Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Лабораторные фильтрационные исследования ядра Приобского месторождения // *Научно-технический*

вестник ОАО «НК РОСНЕФТЬ». 2013. № 2. С. 4–7.

6. Плиткина Ю.А., Патраков Д.П., Глебов А.С., Лиходед И.А., Емельянов Д.В. Опыт разработки низкопроницаемых коллекторов тюменской свиты Краснотенского месторождения в АО «РН-Няганьнефтегаз» // *Нефтяная провинция*. 2019. № 2. С. 72–100.
7. Немирович Г.М., Исламгалиев Р.Ф. Горизонтальное бурение с МГРП — доступ к трудноизвлекаемым запасам тюменской свиты Краснотенского месторождения // *SPE Российская компания по разведке нефти и газа; Производственно-техническая конференция и выставка 14–16 октября 2014 г. Москва, Россия*. SPE 171325-RU.

ENGLISH

Results

In general, given the low level of field knowledge, the flow simulation runs should be treated as preliminary results. Therefore, a pilot project is recommended to test both development options, i.e. the waterflooding and depletion drive. Following the pilot results, a decision should be made on the most efficient development method.

Conclusions

The analysis of the development of low-permeable reservoirs, as well as the flow simulation runs show that the depletion drive can be a justified alternative to waterflooding. The authors of published studies estimated the permeability cutoffs below which it is advisable to consider a depletion development option [2]. These cutoffs vary in the range of 0,05–0,5mD depending on the geological, technological, and economic features of the field development.

References

1. Mishchenko I.T., Bravicheva T.B., Bravichev K.A. Low-permeable reservoirs. Improving the development performance by using modern technologies. *Neftegaz.RU*, 2020, issue 4, P. 130–134. (In Russ).
2. Smirnov D.S., Nemirovich G.M., Chezganova O.N., Gnilitzky R.A., Timchuk A.S., Nikolaev M.N. Technology of developing low-permeable reservoirs using horizontal wells with multistage hydraulic fracturing, *Science and FEC*, issue 9, P. 22–27. (In Russ).
3. Belonogov E.V., Pustovskikh A.A., Sitnikov A.N. Methodology for

determination of low-permeability reservoirs development. *PRONeft*, 2018, issue 1, P. 49–51. (In Russ).

4. Chusovitin A.A., Gnilitzky R.A., Smirnov D.S., Plitkina Yu.A., Likhoded I.A., Emelyanov D.V., Melnikov L.P. Evolution of engineering solutions on the development of tyumen suite oil reserves on an example of Krasnoleninskoye oilfield. *Oil industry*, 2016, issue 5, P. 54–58. (In Russ).
5. Baikov V.A., Kolonskikh A.V., Makatrov A.K., Politov M.E., Telin A.G. Nonlinear filtration in low-permeability reservoirs. laboratory core examination for priobskoye oilfield, *Scientific and Technical Bulletin of ROSNEFT Oil Company*, 2013, issue 2,

P. 4–7. (In Russ).

6. Plitkina Yu.A., Patrakov D.P., Glebov A.S., Likhoded I.A., Emelyanov D.V. Development experience of low permeable reservoirs of Tyumen suite of Krasnoleninskoye field RN-Nyaganneftegas JSC. *Neftyanaya Provintsiya*, 2019, issue 2, p. 72–100. (In Russ).
7. Nemirovich G.M., Islamgaliev R.F. Horizontal drilling with Multi-Stage Fracturing – access to challenged reserves of Tyumen formation, Krasnoleninskoye field. *SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition October 14–16, 2014, Moscow, Russia*, SPE 171325-RU. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Чезганова Ольга Николаевна, руководитель группы Управления по геологии и разработке месторождений Няганьнефтегаз, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: onchezganova@tnnc.rosneft.ru

Чезганова Olga Nikolaevna, team lead of the department of geology and field development of NyaganNG, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: onchezganova@tnnc.rosneft.ru

Вострикова Анна Геннадьевна, главный специалист Управления по геологии и разработке месторождений «Няганьнефтегаз», ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Vostrikova Anna Gennadievna, senior specialist of the department of geology and field development of “NyaganNG”, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Гладких Михаил Александрович, начальник отдела Управления по геологии и разработке месторождений «Няганьнефтегаз», ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Gladkikh Mikhail Alexandrovich, senior manager of the department of geology and field development of “NyaganNG”, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Патраков Дмитрий Павлович, начальник Управления по геологии и разработке месторождений «Няганьнефтегаз», ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Patratkov Dmitry Pavlovich, director of the department of geology and field development of “NyaganNG”, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia