

Обобщение опыта определения извлекаемых запасов нефти новых месторождений с низкой проницаемостью

Ланина О.В., Архипов В.Н., Грандов Д.В.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
ovlanina@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

Обязательным элементом процесса выбора рациональных технологий и систем разработки является вопрос об оценке конечной нефтеотдачи. Данный вопрос особенно актуален для оценки перспектив разработки новых месторождений Восточной Сибири.

В данной работе представлен обзор возможных методов оценки извлекаемых запасов нефти для месторождений, находящихся в стадии разведки, факторы и мероприятия, напрямую влияющие на величину нефтеотдачи.

Материалы и методы

Представлена проработка различных схем применяемых методов оценки извлекаемых запасов нефти на основе материала на примере новых месторождений с низкопроницаемыми коллекторами в основном на территории Таймыра и севера Красноярского края (Ванкорский, Восточно-Таймырский и Пайяхский кластеры).

Ключевые слова

извлекаемые запасы нефти, коэффициент вытеснения, низкопроницаемые коллекторы, оптимальное время отработки нагнетательных скважин

Для цитирования

Ланина О.В., Архипов В.Н., Грандов Д.В. Обобщение опыта определения извлекаемых запасов нефти новых месторождений с низкой проницаемостью // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 6. С. 46–50. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-6-46-50

Поступила в редакцию: 01.08.2022

OIL PRODUCTION

UDC 622.276.6 | Original Paper

Generalization of experience in determining recoverable oil reserves of new fields with low permeability

Lanina O.V., Arkhipov V.N., Grandov D.V.

“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
ovlanina@tnnc.rosneft.ru

Abstract

An important element of the process of choosing rational technologies and development systems is the issue of assessing the final oil recovery. This issue is especially relevant for assessing the prospects for the development of new deposits in Eastern Siberia.

This paper presents an overview of possible methods for estimating recoverable oil reserves for fields under exploration, factors that directly affect the amount of oil recovery.

Materials and methods

The study of various approaches for estimating recoverable oil reserves is presented on the example of new fields with low-permeability reservoirs mainly in the territory of Taimyr and the north of the Krasnoyarsk Territory (Vankor, East Taimyr and Payakha clusters).

Keywords

recoverable oil reserves, oil recovery factor, low-permeability reservoirs, optimal development time of injection wells

For citation

Lanina O.V., Arkhipov V.N., Grandov D.V. Generalization of experience in determining recoverable oil reserves of new fields with low permeability. Exposition Oil Gas, 2022, issue 6, P. 46–50. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-6-46-50

Received: 01.08.2022

Введение

Изменение структуры запасов углеводородов (УВ) отмечается во всех регионах нефтедобычи — параллельно с истощением традиционных месторождений растет доля вовлечения в разработку низкопроницаемых и сверхнизкопроницаемых коллекторов. В баланс открытых месторождений такие запасы начинают играть главенствующую роль. Российские компании сегодня нацелены на поиск принципиально новых подходов для решения проблем освоения отложений баженовской свиты, а также нефтяных низкопроницаемых высокорасчлененных коллекторов — аналогов ачимовской свиты. Каждое месторождение, каждый объект в отдельности является уникальным по своей природе, требуя индивидуальной оценки и способов разработки.

На текущий момент разработка нефтегазовых активов Арктики и Восточной Сибири является перспективной и одновременно сложной задачей. Новые открытия позволили значительно увеличить ресурсную базу работающих в регионе вертикально интегрированных нефтегазовых компаний (ВИНК). Лицензионными участками на разработку месторождений владеют крупнейшие игроки отрасли — ПАО «НК «Роснефть», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «Газпром нефть». Дальнейшее развитие нефтедобычи связано с вводом в разработку пула новых месторождений, в первую очередь на территории Таймыра и севера Красноярского края (Ванкорский, Восточно-Таймырский и Пайяхский кластеры). В рассматриваемом регионе компанией «Роснефть» запланировано освоение низкопроницаемых коллекторов на уникальных по величине извлекаемых запасов Пайяхском и Западно-Иркинском месторождениях.

Основная задача недропользователя — это поиск баланса между необходимостью внедрения современных капиталоемких технологий для организации эффективного процесса добычи углеводородного сырья (УВС) и максимизации прибыли. При этом на первый план, в условиях больших неопределенностей, выходит безусловная важность реализации обширного комплекса поисково-оценочных работ вкупе с привлечением аналитических методов оценки и прогноза.

Оценка применимости методов прогнозирования нефтеотдачи

Коэффициент извлечения нефти (КИН) является ключевым параметром при оценке объема извлекаемых запасов при проектировании разработки месторождений. Величина КИН зависит как от геолого-физических, так и технологических факторов. Она определяется литологическим составом коллектора, неоднородностью продуктивного пласта, проницаемостью пород, распределением по площади эффективных нефтенасыщенных толщин. К физическим факторам также можно отнести соотношение вязкостей нефти и воды. Использование тех или иных технологий разработки и методов искусственного воздействия на пласт является ключевым фактором, влияющим на величину текущей и прогнозируемой нефтеотдачи, а при разработке без воздействия — природный режим залежи, плотность сетки скважин, технология разработки и способы интенсификации добычи нефти.

Метод аналогий является основным для оценки КИН на стадии разведки актива и часто используется при постановке запасов УВ на государственный баланс для новых

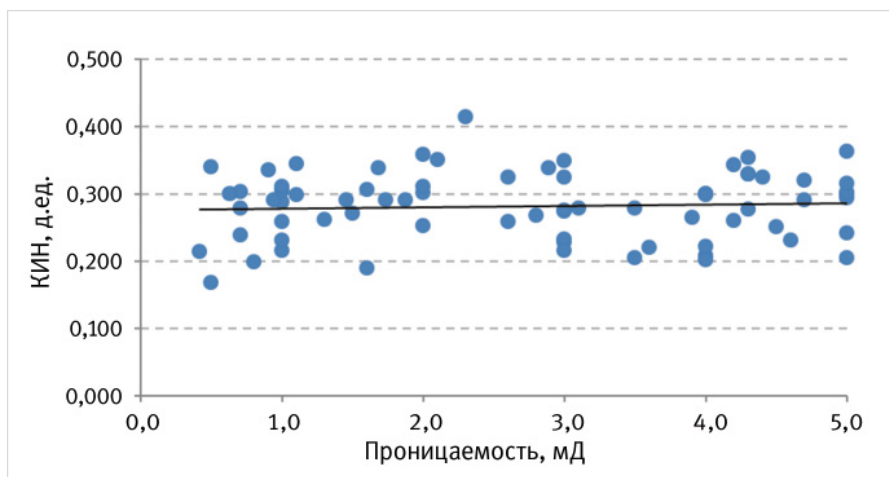


Рис. 1. Коэффициент извлечения нефти пластов с проницаемостью менее 5 мД
Fig. 1. Oil recovery coefficient of reservoirs with a permeability of less than 5 mD

месторождений, а также при оценке перспектив приобретаемых лицензионных участков.

Как показывает статистика, для низкопроницаемых коллекторов Уральского (УФО) и Сибирского (СФО) федеральных округов средние величины КИН находятся в достаточно широком диапазоне 0,168–0,410, при среднем значении 0,282 (рис. 1).

Согласно сложившейся практике, основным инструментом для прогнозирования конечного коэффициента нефтеотдачи является трехмерная гидродинамическая модель. Кроме того, в обязательном порядке, совместно с расчетом на модели, выполняется аналитическая оценка с использованием статистических, экстраполяционных методов и метода коэффициентов.

Методы подземной гидродинамики, основанные на математическом описании механизма процессов нефтеизвлечения, позволяют учесть влияние особенностей геологического строения и системы разработки каждого эксплуатационного объекта (системы размещения добывающих и нагнетательных скважин, плотности сетки, режимов нагнетания и отбора и т.д.), физико-химических свойств пластовых и закачиваемых флюидов на прогноз. Расчетная динамика технологических показателей разработки позволяет определить извлекаемые запасы и коэффициент нефтеизвлечения с учетом всех необходимых технико-экономических критериев. Но для новых месторождений, находящихся на этапе изучения, согласно утвержденным «Правилам подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья», КИН, КИГ и КИК, рассчитанные при помощи ГДМ, не являются приоритетными, а рассматриваются как дополнительный инструмент обоснования в рамках подготовки проектов пробной эксплуатации.

Одним из способов прогнозирования является экстраполяционный промыслово-статистический метод характеристик вытеснения, отражающий реальный процесс выработки запасов нефти и основанный на данных по добыче. Но, в связи с отсутствием разработки, на новых залежах он не может быть использован.

Другой метод оценки КИН для новых месторождений, рекомендованный действующей нормативной документацией, — статистические зависимости, исходные данные которых содержат геолого-промысловую информацию о продуктивных отложениях, что дает возможность оценить конечное

значение нефтеизвлечения независимо от динамики отборов. Данные методики базируются на зависимостях конечного КИН от определенного набора влияющих параметров для конкретных регионов. При этом необходимо отметить, что все статистические зависимости основаны на данных месторождений с длительной историей освоения (Урало-Поволжье, Башкирия, Азербайджан) и справедливы лишь в условиях, аналогичных тем, на основе которых они получены. Для месторождений Восточной Сибири, учитывая данные ограничения, результаты по данным методикам носят скорее предварительный или оценочный характер.

Определение коэффициента вытеснения для особо низкопроницаемых коллекторов

Ключевым показателем для оценки извлекаемых запасов нефти является коэффициент вытеснения, входящий в формулу коэффициентного метода определения конечной нефтеотдачи. Коэффициент вытеснения ($K_{выт}$) характеризует влияние микронеоднородности строения коллектора на эффективность вытеснения рабочим агентом нефти из микрообъема пласта и, по сути, дает представление о потенциальном значении КИН рассматриваемой технологии нефтеизвлечения с поддержанием пластового давления. Определяют $K_{выт}$ в соответствии с отраслевым стандартом. При недостаточном для фильтрационных экспериментов количестве керна или его полном отсутствии коэффициент вытеснения оценивается либо по аналогии с соседними месторождениями, либо по аналитическим зависимостям.

Вопросы получения обобщенных зависимостей $K_{выт}$ или $K_{он}$ (коэффициента остаточной нефтенасыщенности) от параметров пластов, а также критерии применения таких зависимостей рассматривались многими авторами [1]. Для низкопроницаемых коллекторов одной из часто используемых зависимостей считаются обобщенные линейные зависимости, полученные на основе фактической информации. Оценкой коэффициентов вытеснения нефти водой для особо низкопроницаемых пластов (ОНПК) в свое время занимались А.Н. Янин, М.А. Черевко, К.М. Паровичак [2]. Авторами собрана и обработана информация о величинах $K_{он}$ и $K_{выт}$ для группы, состоящей из 30 продуктивных пластов нефтяных месторождений Западной Сибири. Рассмотренная выборка данных проходила апробацию в рамках государственной

экспертизы проектно-технологической документации на разработку. По результатам проведенного анализа авторами построен комплекс графиков (рис. 2, 3) и получены обобщенные линейные зависимости:

- остаточной нефтенасыщенности (K_{OH}) от коэффициента начальной нефтенасыщенности (K_{HH}) в виде:

$$K_{OH} = 0,3558 \times K_{HH} + 0,1055;$$

- коэффициента вытеснения $K_{выт}$ от коэффициента начальной нефтенасыщенности K_{HH} в виде:

$$K_{выт} = 0,4767 \times K_{HH} + 0,1802.$$

Использование полученных обобщенных зависимостей практикуется для обоснования параметров вытеснения нефти для геологических объектов, соответствующих принятому диапазону проницаемости, в том числе использованы для условий Пайяхского кластера Красноярского края.

На рисунках 4, 5 приведено сравнение величин коэффициента остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения, обоснованных с привлечением собственных исследований ядра и величин, рассчитанных с использованием выше указанных зависимостей по низкопроницаемым пластам группы месторождений Западной и Восточной Сибири. Отметим, что выборка пластов является отличной от использованной авторами для получения зависимостей, что подтверждает возможность применения зависимостей, полученных для ультранизкопроницаемых коллекторов (УНПК) для определения K_{OH} и $K_{выт}$ новых месторождений на оценочной стадии, в условиях отсутствия собственных лабораторных исследований ядра.

Кроме того, $K_{выт}$, полученный на основе обобщенных зависимостей, рекомендуется использовать и в качестве проверочного значения при наличии лишь единичных поточковых экспериментов, выполненных на собственном ядре. И, в случае значительного расхождения, выполнить анализ причин такого расхождения, т.к. в отдельных случаях параметры исследуемого ядра могут быть отличными от типичных по пласту, особенно это касается новых крупных и уникальных месторождений, находящихся на стадии разведки.

В качестве примера, в таблице 1 приведены данные по двум месторождениям, находящимся на стадии оценки, по которым, до проведения собственных исследований ядра, значения K_{OH} приняты по обобщенной зависимости.

Подходы к выбору систем разработки на стадии оценки месторождений

Для всех коллекторов, особенности геологического строения которых снижают эффективность системы поддержания пластового давления (аномально низкая проницаемость, значительный этаж нефтеносности, высокая степень расчлененности, неоднородность по площади и разрезу), требуется изменение подходов для эффективной реализации систем воздействия.

Работы [3, 4] посвящены проблемам формирования рациональных систем заводнения для залежей с низкопроницаемыми коллекторами. На сегодняшний день это самое актуальное направление исследований в связи с массовым вводом в разработку запасов с подобными фильтрационными свойствами. Основным методом разработки,

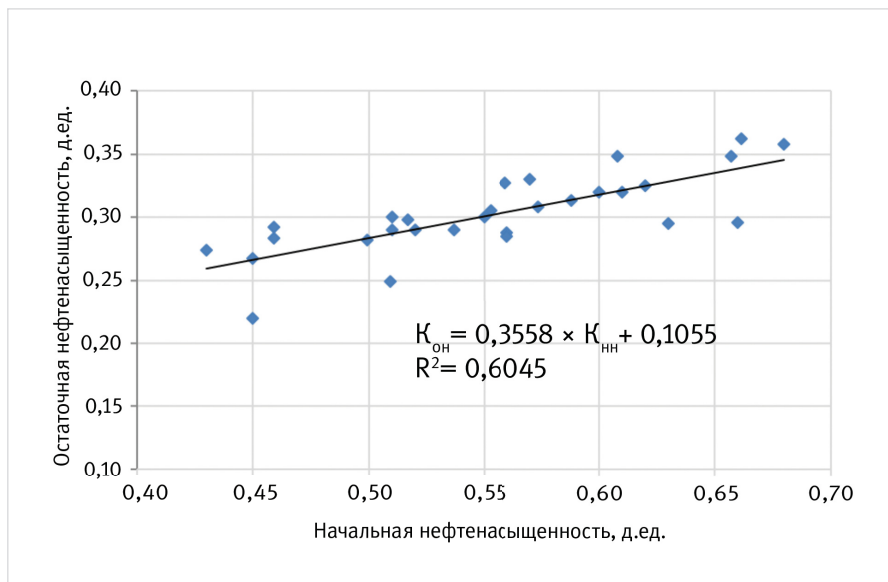


Рис. 2. Зависимость остаточной от начальной нефтенасыщенности
Fig. 2. Dependence of residual on initial oil saturation

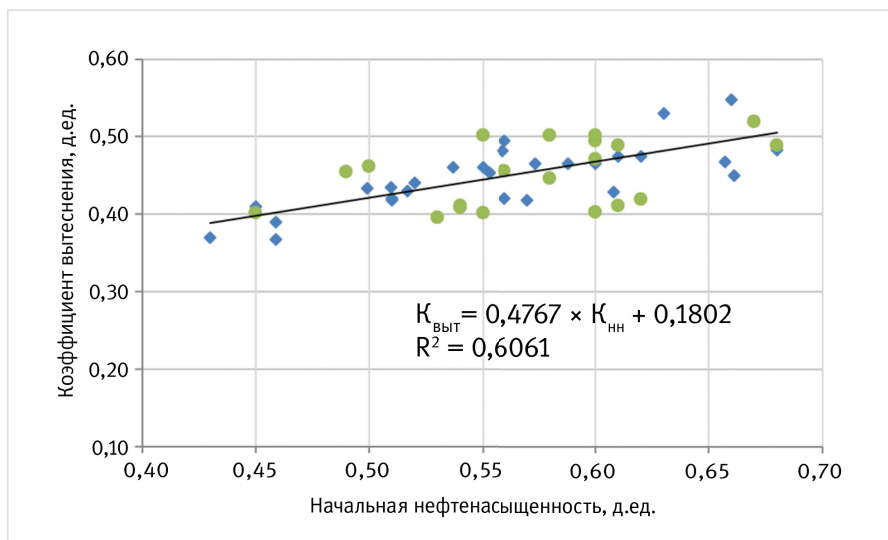


Рис. 3. Зависимость коэффициента вытеснения от начальной нефтенасыщенности
Fig. 3. Dependence of displacement coefficient on initial oil saturation

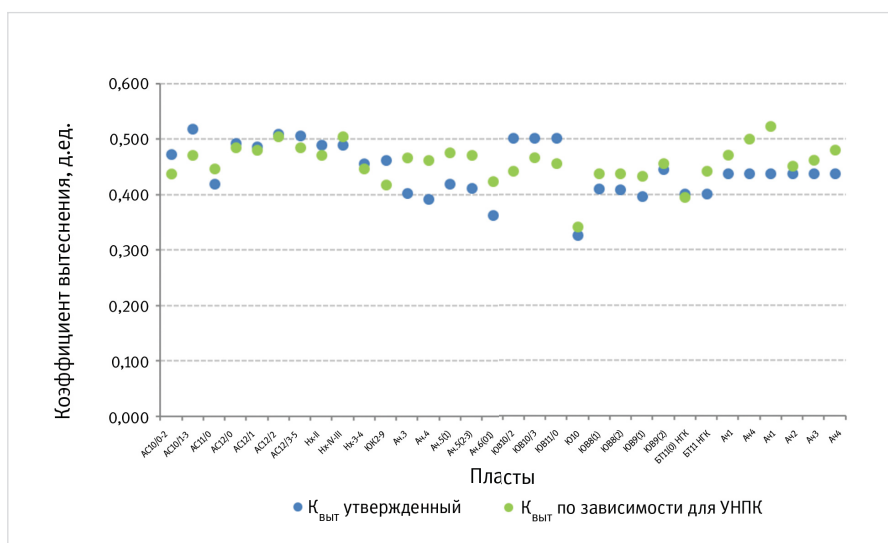


Рис. 4. Сравнение величин коэффициента остаточной нефтенасыщенности, принятой для проектирования и расчетной по зависимости для УНПК
Fig. 4. Comparison of residual oil saturation coefficient adopted for the design and calculated according to UNPK dependence

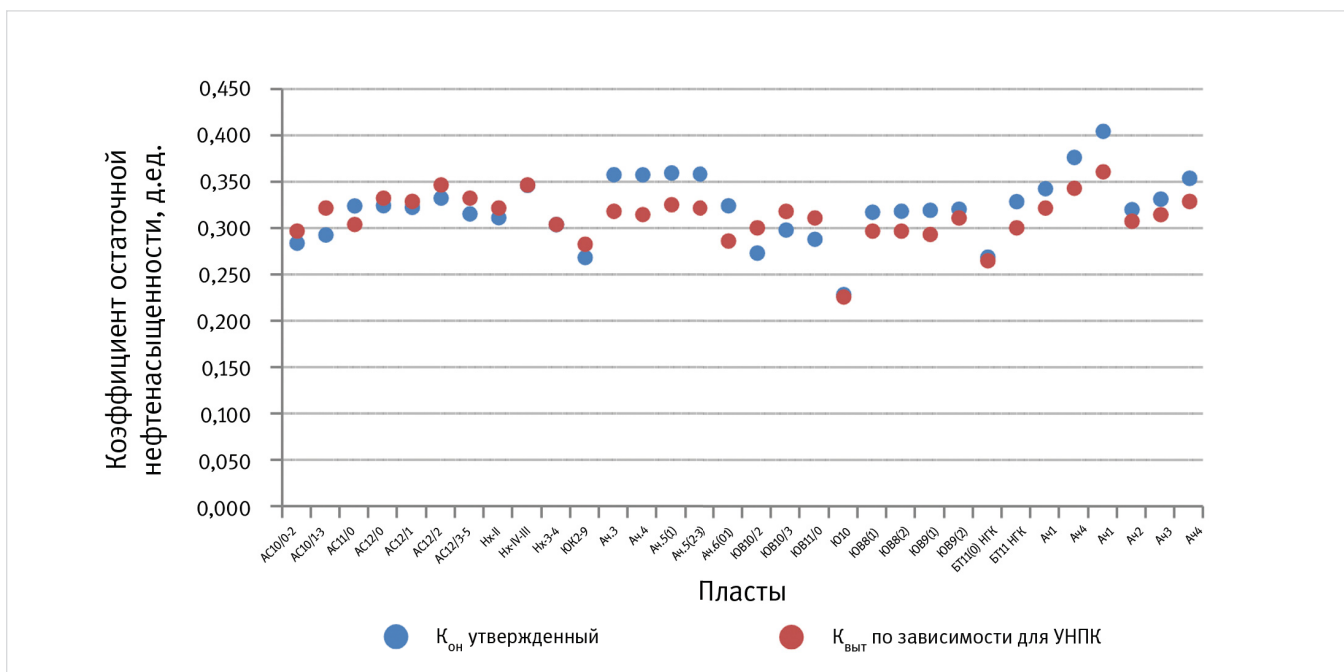


Рис. 5. Сравнение величин коэффициента вытеснения, принятых для проектирования и расчетных по зависимости для УНПК
Fig. 5. Comparison of displacement coefficient adopted for the design and calculated according to UNPK dependence

позволяющим ввести в активное освоение и добычу низкопроницаемые коллекторы, является бурение скважин сложной конструкции (горизонтальных, многоствольных, многозбойных), проведение большеобъемных, поинтервальных и многостадийных ГРП. Безусловно, спектр применяемых технологий формируется индивидуально в зависимости от геологического строения залежей. Одним из основных полигонов апробации подходов к разработке низкопроницаемых коллекторов являются ачимовские отложения Приобского месторождения, что позволяет использовать его в качестве базового аналога для перспективных объектов Восточной Сибири. Масштабное внедрение заканчивания скважин с МГРП на Приобском месторождении позволило обосновано повысить прогнозный КИН рассматриваемых пластов до уровня 0,243–0,344 д. ед. Уплотнение системы размещения скважин (расстояние между рядами до 200 м) в сочетании с удлинением горизонтального ствола (до 1 500–2 000 м) также положительно сказывается на эффективности выработки запасов нефти. При этом проектная плотность сетки скважин по объекту AC10-12 достигает 10 га/скв. Опробование и тиражирование технологий бурения горизонтальных скважин с проходкой по пласту от 500 до 1 500 м планируется и на новых

месторождениях Восточной Сибири.

Особенности внутреннего строения, степень неоднородности, мощность и литология пласта, обусловленные условиями осадконакопления, свидетельствуют в пользу субширотного направления горизонтальных стволов для обеспечения максимального охвата коллекторов. Направление горизонтальных скважин определено исходя из преимущественного азимута распространения максимального стресса, определенно по результатам комплексной интерпретации параметров азимутальной анизотропии широкоазимутальных сейсмических данных 3D. Преимущественный азимут направления максимального горизонтального стресса определен 350°–10°.

Актуальным становится и вопрос определения оптимального срока отработки нагнетательных скважин на нефть индивидуально для каждой нагнетательной скважины с целью получения максимальной эффективности. Реакция добывающих скважин на ввод системы ППД в условиях низкопроницаемого коллектора менее выражена, чем в традиционных коллекторах, поэтому добыча нефти при отработке нагнетательных скважин сопоставима с эффектом от применения системы ППД. На сегодняшний день срок отработки нагнетательных скважин

на тюменской свите варьируется в широком диапазоне (от 1 до 31 месяца). Решение о переводе в ППД принимается на основе анализа темпов падения добычи нефти, результатов гидродинамического моделирования, а также экспресс-методом, основанным на анализе изменения интенсивности реакции реагирующей скважины от ввода скважин окружения. Как показала оценка, выполненная для объекта ТРИЗ тюменской свиты, увеличение накопленной добычи нефти получено всего на уровне 2,5 %. В базовом варианте фиксированный срок отработки нагнетательных скважин на нефть составил 6 месяцев, при этом накопленная добыча нефти по исследуемому участку составила 983 тыс. т. В оптимальном варианте срок отработки по каждой скважине был дифференцирован — накопленная добыча нефти составила 1 008 тыс. т [5].

В работе [6] предложена математическая модель, включающая в себя три функциональных элемента пластовой системы (зоны), в каждом из которых поддерживается свое пластовое давление. Балансовые уравнения модели позволяют прогнозировать поведение пластовой системы при известных емкостных и фильтрационных параметрах. С помощью представленной модели выполняется расчет технологических показателей

Табл. 1. Значения коэффициента вытеснения и остаточной нефтенасыщенности по новым месторождениям
Tab. 1. Values of displacement coefficient and residual oil saturation for new fields

Месторождение	Пласт	$K_{он}$				$K_{выт}$			
		Утв.	По зависимости для ОНПК	Исслед. керна	Аналоги	Утв.	По зависимости для ОНПК	Исслед. керна	Аналоги
Месторождение 1	пласт 1	0,312	0,312	не провод.	0,268 – 0,322	0,489	0,471	не провод.	0,454 – 0,519
Месторождение 1	пласт 2	0,347	0,347			0,489	0,504		
Месторождение 2	пласт 1	0,305	0,305	0,363-0,311		0,456	0,447	0,404-0,456	

при различном соотношении добывающих и нагнетательных скважин.

Итоги

В статье приведено обобщение опыта определения извлекаемых запасов нефти новых месторождений с низкой проницаемостью на стадии разведки, обосновано применение обобщенных зависимостей для особо низкопроницаемых коллекторов для новых месторождений, а также приведены пути и методы повышения объема извлекаемых запасов углеводородов (постановка и решение проблемы, возможность практической реализации), представленные выводы обоснованы.

Выводы

Истощение традиционных запасов и увеличение в добычном портфеле российских ВИНК-активов со значительными объемами низко- и сверхнизкопроницаемых коллекторов диктует необходимость повышения достоверности прогноза показателей. Метод аналогий и оценка извлекаемых запасов нефти по коэффициентному методу являются основными для прогноза извлекаемых

запасов на стадии разведки месторождений. Большое влияние на величину нефтеотдачи оказывает определение оптимального времени отработки нагнетательных скважин на нефть.

Перспективы повышения объема извлекаемых запасов нефти напрямую связаны с применением новых и тиражированием опробованных в аналогичных геологических условиях технологий разработки (скважины сложной конструкции с МГРП).

Литература

1. Янин А.Н. Оценка коэффициента вытеснения нефти водой по обобщенным зависимостям (на примере пластов группы Ю1 нижневартовского свода) // Бурение и нефть. 2014. № 7–8. С. 34–38.
2. Янин А.Н., Черевко М.А., Паровинчак К.М. Оценка коэффициентов вытеснения нефти водой для особо низкопроницаемых пластов месторождений Западной Сибири // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2014. № 4. С. 60–65.
3. Ситников А.Н., Пустовских А.А.,

Рощектаев А.П., Анджукаев Ц.В. Метод определения оптимального времени отработки нагнетательных скважин // Нефтяное хозяйство. 2015. № 3. С. 84–87.

4. Хасанов М.М., Краснов В.А., Коротовских В.А. Определение оптимального периода отработки нагнетательной скважины на нефть // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2007. № 5. С. 19–22.
5. Плиткина Ю.А., Патраков Д.П., Кондратов Э.О., Никифоров Д.В., Гладких М.А. Обоснование оптимального времени отработки нагнетательных скважин на низкопроницаемом объекте тюменской свиты с трудноизвлекаемыми запасами // Нефтяное хозяйство. 2019. № 8. С. 102–105.
6. Соколов С.В. К вопросу об отработке нагнетательных скважин // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2018. Т. 4. № 2. С. 83–93

ENGLISH

Results

The article summarizes the experience of determining recoverable oil reserves of new fields with low permeability at the exploration stage, justifies the use of generalized dependencies for particularly low permeable reservoirs for new fields, and also provides ways and methods to increase the volume of recoverable hydrocarbon reserves. (formulation and solution of the problem, the possibility of practical implementation) the presented conclusions are justified.

Conclusions

The depletion of traditional reserves and an increase in the development portfolio of Russian VINC assets, with significant volumes of low- and

ultra-low-permeability reservoirs, dictates the need to increase the reliability of forecast.

The method of analogies and the estimation of recoverable oil reserves by ratio method are the main methods for forecasting recoverable reserves at the stage of field exploration.

The determination of the optimal time of development of injection wells for oil is of great importance for the value of the oil recovery rate.

The prospects for increasing the volume of recoverable oil reserves are directly related to the use of new and replication of development technologies tested in similar geological conditions (wells of complex design with MSHF).

References

1. Yanin A.N. Assessment of coefficient of water-oil displacement as per summarized dependencies (example of Ю1 group's strata of nizhnevartovsky pool roof). Drilling and oil, 2014, issue 7–8, P. 34–38. (In Russ).
2. Yanin A.N., Cherevko M.A., Parovinchak K.M. Estimation of water-oil displacement efficiency for very low permeability reservoirs in the fields of West Siberia. Oil and Gas Studies, 2014, issue 4, P. 60–65. (In Russ).
3. Sitnikov A.N., Pustovskikh A.A., Roshchektaev A.P., Andzhukaev T.V. A method to determine optimal switching time to injection mode for field development system. Oil industry, 2015, issue 3, P. 84–87. (In Russ).
4. Khasanov M.M., Krasnov V.A., Korotovskikh V.A. Determination of the optimal working period of an injection well for oil. Scientific and Technical Bulletin of "NK "Rosneft" JSC, 2007, issue 5, P. 19–22. (In Russ).
5. Plitkina J.A., Patravov D.P., Kondratov E.O., Nikiforov D.V., Gladkikh M.A. Reasoning of injection well flow back optimum period at low permeable htr reserves formations of tyumen suite. Oil industry, 2019, issue 8, P. 102–105. (In Russ).
6. Sokolov S.V. Considerations on pre-production of injection wells. Tyumen state university herald. physical and mathematical modeling. Oil, gas, energy, Vol. 4, issue 2, P. 83–93. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Ланина Ольга Викторовна, эксперт,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: ovlanina@tnnc.rosneft.ru

Архипов Виталий Николаевич, главный менеджер,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Грандов Дмитрий Вячеславович, главный менеджер,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Lanina Olga Viktorovna, expert,
"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia
Corresponding authors: ovlanina@tnnc.rosneft.ru

Arkhipov Vitaly Nikolaevich, general manager,
"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Grandov Dmitry Vyacheslavovich, general manager,
"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia