

УДК 69

DOI 10.21661/r-541047

В.К. Тарасова, Л.А. Николайчук

ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЕКТОВ РАЗРАБОТКИ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ

Аннотация: по мере увеличения доли разработки нефтяных месторождений с запасами, приуроченными к низкопроницаемым коллекторам, актуальной становится проблема повышения эффективности ключевых показателей реализации проекта. В работе рассмотрены факторы, оказывающие влияние на инвестиционную привлекательность проектов разработки низкопроницаемых пластов, на основе накопленного опыта освоения низкопроницаемых пластов выделены направления оптимизации технико-экономических решений, а также на основе инвестиционного анализа вариантов разработки низкопроницаемых пластов нефтяного месторождения подтверждена эффективность предлагаемых мероприятий.

Ключевые слова: низкопроницаемые коллектора, технико-экономическое обоснование, оптимизация.

V.K. Tarasova, L.A. Nikolaichuk

OPTIMIZATION OF LOW-PERMEABILITY LAYER DEVELOPMENT PROJECTS

Abstract: as the share of development of oil fields with reserves confined to low-permeable reservoirs increases, the problem of improving the efficiency of key indicators of project implementation becomes relevant. The work considers the factors that influence the investment attractiveness of low-permeable reservoir development projects, based on the accumulated experience in the development of low-permeable layers, the directions of optimization of technical and economic solutions are noted. The effectiveness of the proposed measures is confirmed based on the investment analysis of options for developing low-permeable reservoirs of an oil field.

Keywords: *low-permeability reservoirs, feasibility study, optimization.*

Россия входит в число мировых лидеров по объемам запасов и ресурсов углеводородов. Ежегодный объем добычи нефти в последние годы составляет около 550 млн т. При этом на сегодняшний день существуют тенденции к снижению объемов прироста запасов нефти, что в первую очередь вызвано ухудшением качества оставшихся запасов углеводородного сырья. Согласно данным Минэнерго РФ, доля трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), из которых более 40% сосредоточены в низкопроницаемых коллекторах, в структуре извлекаемых запасов нефти России в 2018 г. по сравнению с 1980 г. выросла примерно на 50% [15].

Согласно распоряжению Правительства РФ №700-р от 3 мая 2012 г [8] и данным главы 26 части 2 Налогового кодекса Российской Федерации [6] залежи с низкими фильтрационно-емкостными свойствами, проницаемость которых менее 0,002 мкм², относятся к ТРИЗ и для них предоставляются налоговые льготы.

В России значительная доля запасов нефти, находящаяся в коллекторах с проницаемостью менее 0,01 мкм², сосредоточена в Западной Сибири. В таблице 1 представлены основные продуктивные геологические формации с низкопроницаемыми коллекторами, находящиеся в разных странах.

Таблица 1

Геологическая формация tight oil [16]

Страна	Россия	США	Оман	Австралия
Геологические формации	– Баженовская свита – Ачимовская свита – Тюменская свита	– Баккенская формация – Игл Форд формация – Найобрара формация, – Барнет формация	– Athel Formation	– Кубер – Педи

Перед компаниями стоит проблема оптимизации проектов разработок залежей с низкопроницаемыми коллекторами. Необходима оптимизация технико-экономических решений, что позволит увеличить инвестиционную привлека-

тельность проектов, снизить издержки, достичь максимально возможного коэффициента извлечения нефти (КИН), а также добиться наибольшего экономического эффекта за рентабельный срок разработки.

На основе накопленного опыта разработки нефтяных месторождений Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО), в частности приуроченных к одной из перспективных геологических формаций tight oil в России – Тюменской свите, выявлены направления оптимизации проектов разработок низкопроницаемых продуктивных пластов.

Согласно данным Минприроды России, в 2015 г. около 32% геологических запасов от всех ТРИЗ, имеющих на балансе Российской Федерации, находятся в Тюменской свите [5]. Залежи тюменской свиты характеризуются сложным геологическим строением. Наблюдается высокая изменчивость фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) как по площади, так и по разрезу – с глубиной ФЕС ухудшаются. В среднем проницаемость продуктивных пластов менее $0,005 \text{ мкм}^2$, пористость – 16%. Для большинства залежей тюменской свиты характерны низкий коэффициент песчаности, коэффициент расчленённости варьируется в диапазоне от 10–30 д. ед., низкая связность коллектора, значительный этаж нефтеносности, средняя нефтенасыщенная толщина 18 м, неопределенная связь нефтенасыщенности с ФЕС [9].

Геологические особенности Тюменской свиты осложняют освоение содержащихся в ней запасов: прогнозирование ФЕС пласта, высокие темпы падения дебита в первые годы разработки, опережающая обводненность продукции в зонах с малой нефтенасыщенностью, недостаточное вовлечение запасов по разрезу, сложности в организации поддержания пластового давления (ППД), нерентабельно выделенный эксплуатационный объект (ЭО). Более того, возникает ряд неопределенностей: в схеме разработки и объемах обустройства месторождения, в величине дебита скважины, в объемах поставок нефти. В совокупности все это приводит к неопределённости в оценке капитальных и эксплуатационных затрат. Вышеперечисленные геологические, технологические и экономические риски приводят к потере инвестиционной привлекательности проекта.

С целью повышения эффективности технико-экономического обоснования и реализации проектов разработки низкопроницаемых нефтяных пластов предлагается оценка и реализация ряда оптимизационных решений.

С целью снижения геологических рисков необходимо усовершенствовать способы изучения геологических особенностей залежи, что в свою очередь требует проведения современного расширенного комплекса геофизических исследований в скважине (ГИС), отбора и исследования керна, построения модели пласта и т.д. Так, например, в таблице 2 предлагается комплекс работ ГИС, благодаря которому возможно избежать основных геологических рисков: в оценке продуктивности, геометрии и объема залежи, а также в оценке запасов.

Таблица 2

Комплекс ГИС, направленный на оптимизацию изучения геологии пласта

№ п/п	ГИС	Нововведение	Решаемые задачи
1	Гамма-каротаж (ГК)	–	Для выделения коллекторов и оценки глинистости
2	Многозондовый индукционный каротаж (ВИКИЗ)	+	Для расчета коэффициента нефтенасыщенности
3	Лито-плотностной каротаж (ГГКлп)	+	Для расчета пористости и оценки влияния акцессорных минералов
4	Нейтронный каротаж (НК)	–	Для оценки литологического расчленения разреза, расчета углистости и пористости по разрезу
5	16 секторный гамма-гамма плотностной азимутальный имидж (ГГГКп)	+	Определение углов залегания интервалов коллекторов, выделение разломов, геонавигация в процессе бурения скважин
6	Газовый каротаж	–	Для экспресс-оценки высокопродуктивных и менее перспективных зон
7	Ядерно-магнитный каротаж (ЯМК)	+	Оценка пористости, остаточной водонасыщенности, распределение пор по размеру
8	Электрический микросканер (микроимиджеры)	+	Для оценки структурных углов залегания коллекторов, оценки трещиноватости, оценки слоистой глинистости
9	Импульсный нейтрон-гамма спектрометрический каротаж (ИНГКс)	–	Для оценки полиминерального состава пород

10	Широкополосный акустический каротаж (АКШ)	–	Для оценки петроупругих свойств
11	Гидродинамический каротаж и испытатель пласта на кабеле (ГДК)	+	Для оценки проницаемости и отбора пластового флюида

Примечание: составлено автором по данным [9].

Дополнительные затраты на изучение геологических особенностей залежей позволяют избежать роста затрат при разработке месторождений и ликвидации негативных последствий в случае наступления геологических рисков, а следовательно, приводят к повышению рентабельности проекта в целом.

Согласно правилам разработки месторождений углеводородного сырья, с изменениями от 20.09.2019 г [10] для расчета технологических показателей разработки ЭО необходимо использовать одну из главных трехмерных моделей – геологическую. Одним из основных этапов геологического моделирования является фациальное моделирование, особенно этот этап важен при разработке залежей с низкими ФЕС. Опираясь на сейсмический, седиментологический и петрофизический анализ, можно выделить перспективные фации с относительно наилучшими геологическими особенностями залегания нефти. Более того, благодаря комплексной геологической изученности и увязке данных многообразных масштабов, можно выделить ширину фации. Таким образом, рассматривая отдельно от геологической модели фациальную, можно использовать ее как неотъемлемый инструмент при планировании и сопровождении бурения. На сегодняшний день имеется яркий пример использования такого инструмента на одном из месторождений Тюменской свиты [9], когда увеличение дренируемых запасов позволило увеличить коммерчески извлекаемые запасы.

Основные капитальные вложения при освоении нефтяного месторождения как правило приходятся на бурение скважин. В условиях разработки трудноизвлекаемых запасов для эффективной реализации проекта нефтяные компании стремятся как оптимизировать затраты, так и увеличить производительность основных технологических процессов. Целью оптимизации процесса бурения является максимизации скорости бурения, проведение качественного каротажа,

минимизации суммарных издержек без снижения качества работ, максимальная проходка горизонтальных скважин (ГС) по коллектору.

Для этих целей, основываясь на отечественном и зарубежном опыте бурения низкопроницаемых пластов, выявлен ряд оптимизационных решений [7; 9; 12]: обеспечение высокой скорости проходки благодаря применению гидравлических забойных двигателей, многократное использование современных легко перемещающихся на короткие расстояния до следующих скважин буровых установок; изучение геологического разреза при бурении проектных нагнетательных наклонно-направленных скважин (ННС), формирование «миксовых» кустов, геологическое сопровождение бурения в режиме online. Реализация предложенных мер позволяет значительно повысить эффективность проведения проходки ГС [9].

На Западно-Сибирских месторождениях со сложными геологическими условиями залегания нефти существует ряд проблем, формирующихся на разных этапах выбора системы разработки. Так, для большинства российских месторождений с низкими ФЕС используют заводнение, что требует больших капитальных вложений на наземное обустройство, а также строительство нагнетательных скважин. В качестве альтернативного варианта возможно рассмотреть разработку залежи на естественном режиме [2].

Бурное развитие технологий строительства ГС с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП) позволило США стать лидерами по добычи нефти в 2017 году. Характерной особенностью использования этой технологии в США при добыче нефти из tight oil является естественный режим работы залежи. Также особенностью таких проектов является высокая динамичность освоения запасов. Жизненный цикл рассматриваемых проектов длится около 7 лет, когда отбирается порядка 75% нефти, поэтому большинство проектов окупаются в первый год. Следовательно, «...период реализации проектов по добыче нефти низкопроницаемых коллекторов, вполне покрывается временными горизонтами

производных финансовых инструментов (фьючерсов, опционов и др.), что позволяет хеджировать рыночные риски на весь срок действия проекта и облегчает привлечение инвестиций...» [7].

В работе Е.В. Белоногова, А.А. Пустовских, А.Н. Ситникова [2] проводилось исследование, направленное на поиск критических значений параметров пласта, при которых естественный режим является экономически эффективным для условий Приобского месторождения. На основании исследования были сделаны следующие выводы: в период нестационарного режима течения для увеличения площади дренирования, накопленной добычи и дебита необходимо создать поперечное расположение трещин ГРП; при разработке залежи с проницаемостью $0,0001 \text{ мкм}^2$ и менее рекомендуется рассматривать режим работы залежи на истощение. Таким образом, можно сказать, что для условий конкретных залежей возможно определить граничное значение проницаемости, ниже которого режим истощения будет лучшим вариантом.

Если ФЕС пласта не позволяют экономически эффективно разрабатывать залежь на режиме истощения, необходима организации системы поддержания пластового давления (ППД). По опыту разработки низкопроницаемых пластов оптимальными системами заводнения признаны рядные и площадные с разным соотношением скважин и плотностью сетки скважин (ПСС) [1]. На Западно-Сибирских месторождениях, которые характеризуются высокорасчлененными малопродуктивными низкопроницаемыми коллекторами, применяется гидравлический разрыв пласта (ГРП) в нагнетательных скважинах. Существующие симуляторы для проектирования дизайна ГРП, позволяют применять методику поиска оптимальной системы разработки для залежей со сложным строением и низкими ФЕС (рис. 1). Применение данной методики показывает свою эффективность на опытном участке Приобского месторождения. Так, учитывая эффект автоГРП на нагнетательных скважинах, наблюдалось увеличение коэффициента охвата и оптимизация капитальных затрат, это происходит за счет сокращения нагнетательных скважин в рядах нагнетания и максимального сближения зоны отбора и нагнетания [1].

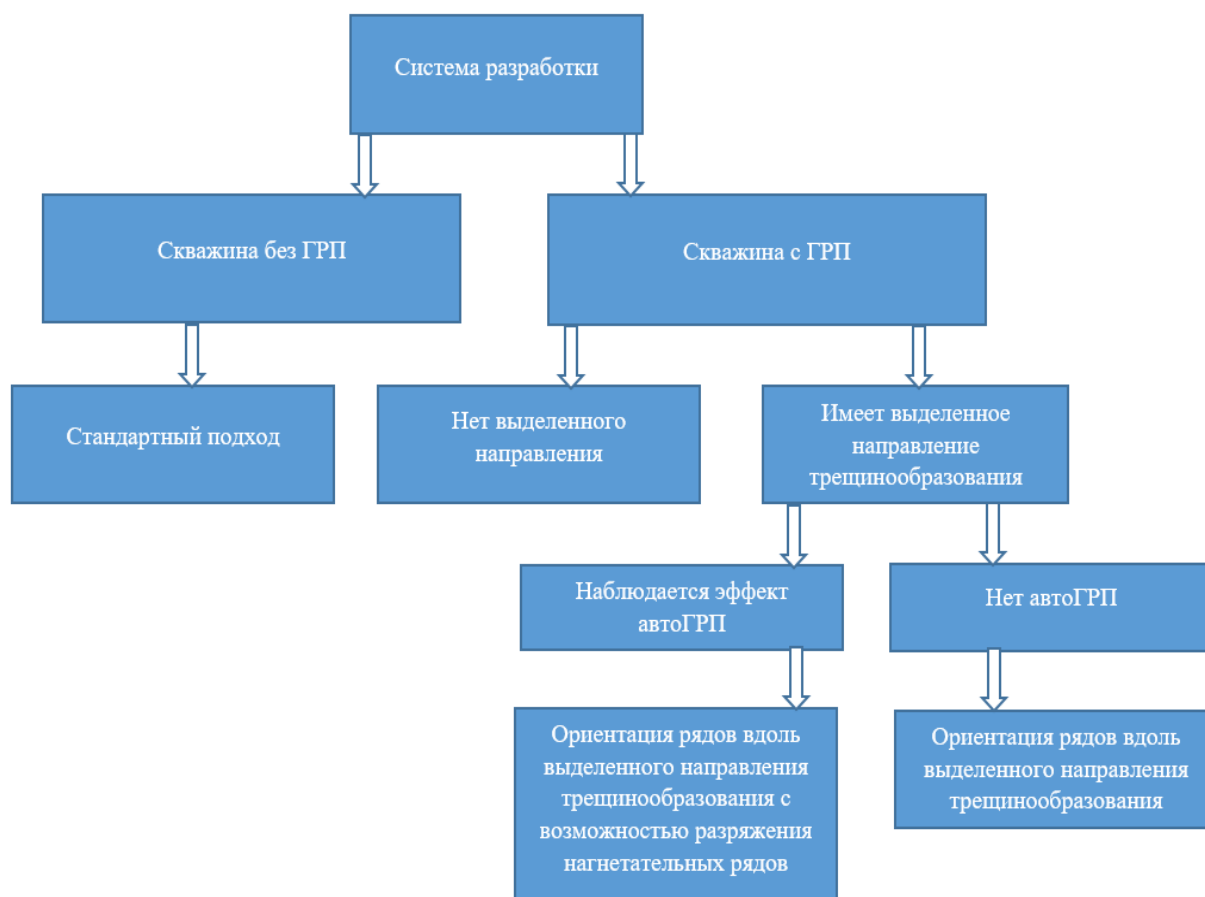


Рис. 1. Методика выбора системы разработки при использовании ГРП [1]

На сегодняшний день самым эффективным способом добычи нефти из низкопроницаемых пластов в мире, позволяющим улучшить экономические показатели, является МГРП в ГС. Однако результаты рассматриваемой технологии не гарантируют успеха в России, что связано со сложным геологическим строением продуктивных пластов [3]. Как правило, оценивать проекты с tight oil традиционно принято по безубыточной цене, то есть цене нефти, при которой чистая приведенная стоимость (NPV) проекта разработки месторождения является положительной величиной при приемлемом IRR. На рисунке 2 показана динамика цен безубыточности проектов разработки месторождений, приуроченных к ключевым формациям в США, на которой наблюдается двукратное снижение цен безубыточности главным образом за счет совершенствования технологии МГРП [7].

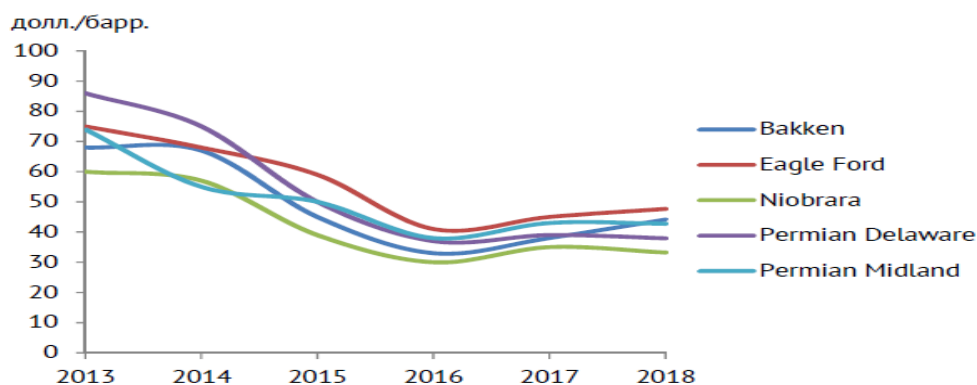


Рис. 2. Динамика цен безубыточности на главных формациях низкопроницаемых коллекторов США [7]

Для раскрытия потенциала низкопроницаемых пластов в России необходимо внедрение рентабельных технологий добычи нефти, адаптированных к сложным геологическим условиям залегания. Основными направлениями эффективного внедрения являются оптимизация технико-экономических показателей проекта разработки, а также повышение средней продуктивности скважины за счет модернизации технологии. Для достижения этих целей необходимо усовершенствование технологии, изменение состава рабочей жидкости, увеличение площади дренирования за счет создания интенсивной сети трещин, увеличение длины горизонтального участка скважины с последующим повышением количества стадий ГРП, проведение повторных ГРП (рефраки). Так, начиная с 10-х годов XXI века, российские компании, благодаря множеству опытно-промышленных испытаний (ОПИ), достигли большого прогресса в усовершенствовании технологии добычи нефти из низкопроницаемых коллекторов, характерной особенностью которого стало увеличением продуктивности скважин [4; 11–14].

При неустойчивой ценовой конъюнктуре нефтяного рынка, повторный ГРП может стать важным геолого-техническим мероприятием по стимулированию пласта, которое позволит увеличить рентабельный период разработки низкопроницаемых пластов. Более того, рефраки позволяют оптимизировать затраты, обеспечивают высокий уровень возврата инвестиций.

Стоит отметить, что МГРП в ГС имеет ограничения в применении, следовательно, не всегда является лучшей альтернативой при разработке низкопроницаемых залежей. Как правило, толщина пласта не должна превышать $80 \div 100$ м,

толщина глинистых перемычек между слоями не более 3–4 м, толщина экранов, отделяющих продуктивный пласт от водо- или газонасыщенных пластов, не должна быть 4–6 м, а также залежь должна содержать достаточное количество запасов для рентабельной разработки [11]. Если при разработке залежей наблюдается наличие рассматриваемых ограничений, тогда целесообразно применение ННС + ГРП с плотной сеткой скважин и интенсивной системой заводнения (с соотношением добывающих и нагнетательных скважин 1:1). Такая система разработки называется – линейной [1].

В инвестиционном анализе взаимоисключающих проектов одним из приемов отбора проектов является нахождение точки Фишера, которая представляет собой ставку сравнения, уравнивающая NPV альтернативных проектов. Принятие решения о реализации проекта зависит от альтернативной стоимости капитала. Имея два варианта разработки залежи и изменяя ставку сравнения, возможно построить графики изменения NPV и найти точку Фишера (рис. 3).

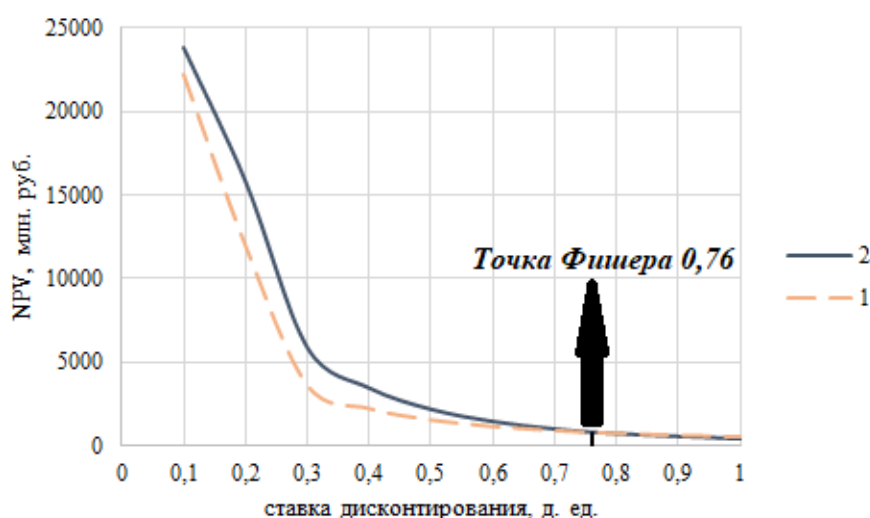


Рис. 3. Нахождение точки Фишера для вариантов разработки 1 и 2.

Примечание: составлено автором по данным технологического проекта разработки нефтяного месторождения.

Анализируя полученный график на рисунке 3, можно сказать, что вариант 2 будет целесообразен в том случае, если стоимость капитала будет больше 0,76, что маловероятно в современных условиях. Таким образом, выбор варианта ГС

с МГРП является оптимальным решением, позволяющим при конкурентоспособном уровне стоимости капитала экономически эффективно разрабатывать залежь.

Таким образом, в Российской Федерации с выработкой традиционных запасов нефти все более остро встает вопрос о разработке залежей, приуроченных к ТРИЗ, в частности tight oil.

Эффективность проектов разработок tight oil в России, особенно в Западной Сибири, где больше всего распространено низкопроницаемых пластов по сравнению с другими районами РФ, обусловлена значительными геологическими и технологическими рисками, а также впоследствии повлёкшие за собой экономические. Для повышения инвестиционной привлекательности таких проектов необходима интеграция оптимизационных решений как в процессе разведки, так и при разработке низкопроницаемых залежей:

1. Расширенный современный комплекс ГИС позволит избежать лишних затрат в процессе разработки залежи.

2. Выделение фациальной 3D модели пласта повысит качество прогноза перспективных зон.

3. Благодаря усовершенствованию процесса бурения низкопроницаемых пластов возможно достичь плановых показателей разработки залежей, увеличить эффективную проходку ГС и также в разы увеличить продуктивность ГС с МГРП.

4. Ретроспективный анализ зарубежных и отечественных систем разработок и технологий добычи нефти из низкопроницаемых пластов позволил выявить наиболее оптимальные из них, подходящие к геологическим условиям залегания нефти, приуроченной к коллекторам tight oil Западной Сибири, и позволяющие рационально выработать запасы.

Инвестиционный анализ альтернативных вариантов разработок нефтяного месторождения с низкопроницаемыми коллекторами Западной Сибири подтвердил оптимизацию технико-экономических решений за счет внедрения экономически эффективной технологии добычи нефти.

Список литературы

1. Байков В.А. Выбор оптимальной системы разработки для месторождений с низкопроницаемыми коллекторами / В.А. Байков, Р.М. Жданов, Т.С. Усманов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2011. – №1. – С. 84–98.
2. Белоногов Е.В. Критерий выбора способа разработки низкопроницаемых коллекторов Э / Е.В. Белоногов, А.А. Пустовских, А.Н. Ситников // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2018. – №1 (7). – С. 49–51.
3. Выгон Г. Нетрадиционная нефть: станет ли Бажен вторым Баккеном? / Г. Выгон, А. Рубцов [и др.]. – М.: МШУ Сколково, 2013. – С. 64.
4. Гималетдинов Р.А. Оптимизация технологии повторных многостадийных гидроразрывов пласта» / Р.А. Гималетдинов, С.А. Доктор, И.Г. Файзуллин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2015. – №12. – С. 64–67.
5. Клубков С. Стимулирование разработки ТрИЗ поможет поддержать уровень добычи нефти в России // Oil&Gas Journal Russia. – 2015. – №6–7. – С. 6–11.
6. Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 05.08.2000 №117-ФЗ (ред. от 01.11.2019 // СЗ РФ. – 05.08.2000. – №26. – Ст. 342.2.
7. Нетрадиционная нефть: технологии, экономика, перспективы / под ред. Д.А. Грушевенко, В.А. Кулагина. – М.: Изд-во ИНЭИ РАН, 2019. – 62 с.
8. О стимулировании реализации новых инвестиционных проектов по разработке участков недр, содержащих запасы трудноизвлекаемой нефти: распоряжение Правительства РФ от 3 мая 2012 г. №700-Р // СЗ РФ. – 2012. – №19. – Ст. 2510.
9. Плиткина Ю.А. Опыт разработки низкопроницаемых коллекторов тюменской свиты Красноленинского месторождения в АО «РН-Няганьнефтегаз» / Ю.А. Плиткина, Д.В. Емельянов, Д.П. Патраков [и др.] // Сетевое научное издание «Нефтяная провинция». – 2019. – №2 (18). – С. 71 – 100.
10. Приказ Минприроды России от 14.06.2016 №356 (с изменениями на 20.09.2019 г.) «Об утверждении правил разработки месторождений углеводородного сырья» // Разработан в соответствии с Законом Российской Федерации от 21 февраля 1992 г. №2395–1 «О недрах». – 2016. – №356. – 47 с.

11. Ситников А.Н. Выбор лучших технологических решений для повышения эффективности применения горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта на Приобском месторождении / А.Н. Ситников, А.Р. Листик [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2017. – №12. – С. 46–48.

12. Федоров А.Э. TIGHT OIL DIGEST (TOD) эволюция развития технологий разработки трудноизвлекаемых запасов США / А.Э. Федоров, Н.Ф. Фазлыев, А.Ф. Калимуллин // ООО «РН-БашНИПИнефть» СИ ТРИЗ. – 2019. – №1. – С. 37.

13. Юдин А. Кластерный ГРП в горизонтальных скважинах первое в России массовое применение новой технологии / А. Юдин, У. Мавлеткулов, Н. Чебыкин [и др.] // Oil&Gas Journal Russia. – 2018. – №4. – С. 48–53.

14. «Газпром нефть» первой в России применила полный цикл технологий разработки сланцевой нефти для освоения нетрадиционных запасов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/news/gazprom-neft-pervoy-v-rossii-primenila-polnyy-tsikl-tekhnologiy-razrabotki-slantsevoy-nefti-dlya-osv/> (дата обращения: 21.02.2020).

15. Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года: Министерство экономического развития Российской Федерации. – М., 2018. – 47 с.

16. Development of oil fields of low-permeable rocks in Russia // ROGTEC [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://rogtecmagazine.com/category/development-of-oil-fields-of-low-permeable-rocks-in-russia/> (дата обращения: 12.12.2019).

References

1. Baikov, V. A., Zhdanov, R. M., & Usmanov, T. S. (2011). Vybor optimal'noi sistemy razrabotki dlia mestorozhdenii s nizkopronitsaemymi kollektorami. Elektronnyi nauchnyi zhurnal "Neftegazovoe delo", 1, 84-98.

2. Belonogov, E. V., Pustovskikh, A. A., & Sitnikov, A. N. (2018). Kriterii vybora sposoba razrabotki nizkopronitsaemykh kollektorov E. PRONEFT'. Professional'no o nefti, 1 (7), 49-51.

3. Vygon, G., & Rubtsov, A. (2013). Netraditsionnaia neft': stanet li Bazhen vtorym Bakkenom?., 64. М.: MShU Skolkovo.

4. Gimaletdinov, R. A., Doktor, S. A., & Faizullin, I. G. (2015). Optimizatsiia tekhnologii povtornykh mnogostadiinykh gidrorazryvov plasta". Neftianoe khoziaistvo, 12, 64-67.

5. Klubkov, S. (2015). Stimulirovanie razrabotki TrIZ pomozhet podderzhat' uroven' dobychi nefi v Rossii. Oil&Gas Journal Russia, 6, 6-11.

6. Nalogovyi kodeks Rossiiskoi Federatsii (chast' vtoraia) ot 05.08.2000 117-FZ (red. ot 01.11.2019. SZ RF, 05.08.2000, 26.

7. Grushevenko, D. A., & Kulagina, V. A. (2019). Netraditsionnaia nefi': tekhnologii, ekonomika, perspektivy., 62. M.: Izd-vo INEI RAN.

8. (2012). O stimulirovanii realizatsii novykh investitsionnykh proektov po razrabotke uchastkov neдр, sodержashchikh zapasy trudnoizvlekaemoi nefi: rasporyazhenie Pravitel'stva RF ot 3 maia g. 700-R. SZ RF, 19.

9. Plitkina, Iu. A., Emel'ianov, D. V., & Patrakov, D. P. (2019). Opyt razrabotki nizkopronitsaemykh kollektorov tumenskoi svity Krasnoleninskogo mestorozhdeniia v AO "RN-Niagan'neftegaz". Setevoe nauchnoe izdanie "Neftianaia provintsii", 2 (18), 71-100.

10. (2016). Prikaz Minprirody Rossii ot 14.06.2016 356 (s izmeneniami na 20.09.2019 g.) "Ob utverzhdenii pravil razrabotki mestorozhdenii uglevodorodnogo syr'ia". Razrabotan v sootvetstvii s Zakonom Rossiiskoi Federatsii ot 21 fevralia 1992 g. 2395-1 "O nedrakh", 356, 47.

11. Sitnikov, A. N., & Listik, A. R. (2017). Vybor luchshikh tekhnologicheskikh reshenii dlia povysheniia effektivnosti primeneniia gorizontal'nykh skvazhin s mnogostadiinym gidrorazryvom plasta na Priobskom mestorozhdenii. Neftianoe khoziaistvo, 12, 46-48.

12. Fedorov, A. E., Fazlyev, N. F., & Kalimullin, A. F. (2019). TIGHT OIL DIGEST (TOD) evoliutsiia razvitiia tekhnologii razrabotki trudnoizvlekaemykh zasposov SShA. OOO "RN-BashNIPIneft" SI TRIZ, 1, 37.

13. Iudin, A., Mavletkulov, U., & Chebykin, N. (2018). Klasternyi GRP v gorizontal'nykh skvazhinakh pervoe v Rossii massovoe primenenie novoi tekhnologii. Oil&Gas Journal Russia, 4, 48-53.

14. "Gazprom neft" pervoi v Rossii primenila polnyi tsikl tekhnologii razrabotki slantsevoi nefti dlia osvoeniia netraditsionnykh zasobov. Retrieved from <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/news/gazprom-neft-pervoy-v-rossii-primenila-polnyy-tsikl-tekhnologiy-razrabotki-slantsevoy-nefti-dlya-osv/>

15. (2018). Prognoz sotsial'no-ekonomicheskogo razvitiia Rossiiskoi Federatsii na period do 2036 goda: Ministerstvo ekonomicheskogo razvitiia Rossiiskoi Federatsii., 47. M.

16. Development of oil fields of low-permeable rocks in Russia. ROGTEC.

Тарасова Виктория Константиновна – магистрант ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет», Санкт-Петербург, Россия.

Tarasova Viktoriia Konstantinovna – master's degree student FSBEI of HE "Saint Petersburg Mining University", Saint Petersburg, Russia.

Научный руководитель Николайчук Любовь Анатольевна – канд. техн. наук, доцент ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет», Санкт-Петербург, Россия.

Scientific adviser Nikolaichuk Liubov Anatolevna – candidate of technical sciences, associate professor, FSBEI of HE "Saint Petersburg Mining University", Saint Petersburg, Russia.
