

DOI 10.25689/NP.2019.2.72-100

УДК 622.276.1/4(571.1)

**ОПЫТ РАЗРАБОТКИ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ
ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ КРАСНОЛЕНИНСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ В АО «РН-НЯГАНЬНЕФТЕГАЗ»**

¹Плиткина Ю.А., ¹Патраков Д.П., ¹Глебов А.С., ¹Лиходед И.А.,
²Емельянов Д.В.

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

²АО «РН-Няганьнефтегаз»

**DEVELOPMENT EXPERIENCE OF LOW PERMEABLE RESERVOIRS
OF TYUMEN SUITE OF KRASNOLENINSKOYE FIELD
RN-NYAGANNEFTEGAS JSC**

¹Plitkina Yu.A., ¹Patrakov D.P., ¹Glebov A.S., ¹Likhoded I.A.,
²Emelyanov D.V.

¹Tyumen Petroleum Research Center

²RN-Nyaganneftegas JSC

E-mail: yaplitkina@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. Работа посвящена обобщению опыта разработки тюменской свиты Красноленинского месторождения в пределах Ем-Еговского ЛУ.

Эффективность разработки рассматриваемых отложений зависит от комплексного подхода к решению следующих задач: повышение геологической изученности и качества прогноза ФЕС, геологическое сопровождение бурения, подбор технологий заканчивания и освоения скважин, обоснование системы разработки, реализация и мониторинг системы ППД, а также применение налоговых льгот.

Найденные решения признаны успешными и тиражированы на Каменный и Талинский ЛУ Красноленинского месторождения, и могут применяться для разработки низкопроницаемых отложений других месторождений.

Ключевые слова: тюменская свита, трудноизвлекаемые запасы нефти (ТРИЗ), низкопроницаемый коллектор (НПК), фациально-изменчивые породы, литолого-фациальная модель, геологическое сопровождение бурения, максимальное горизонтальное напряжение (региональный стресс), горизонтальная скважина (ГС),

многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП), обоснование системы разработки, матрица типов заканчивания скважин, эффективность системы поддержания пластового давления (ППД), налоговые льготы.

Abstract. The work is devoted to summarizing the experience, gained during development of tyumen suite on Em-Egovskaya licence area of Krasnoleninskoe field.

Effective oil recovery from continental sediments depends on many key factors and needs to be proceeded by complex approach: increasing geological knowledge within improving the quality of petrophysical forecast, extended support while drilling, usage of modern well completion technologies and justification of well patterns, waterflooding management and the last but not least is to pay special attention to taxation of income.

The solutions found are recognized as successful and replicated to the Kamenniy and Talinskiy licence areas of the Krasnoleninskoe field, and can be integrated in field development process of other analogous low-permeability reservoirs.

Key words: *Tyumen suite, unconventional oil reserves, low permeability reservoir, facies-unstable reservoirs, lithofacial model, geological support while drilling, maximum horizontal stress (regional stress), a horizontal well, multistage hydraulic fracturing, rationale for the development system, matrix of well completion types, effectiveness of reservoir pressure maintenance system, tax privilege.*

Актуальность

Термин «*трудноизвлекаемые запасы*» (ТрИЗ) появился в 1970-е годы, и под ним подразумеваются запасы, заключенные в геологических пластах, особенности которых не позволяют рентабельно добывать нефть с помощью традиционных технологий. К таким запасам относится и тюменская свита.

В последние годы ряд публикаций и докладов на конференциях отмечают положительный опыт разработки ТрИЗ на ряде месторождений: Приобское, Приразломное, Омбинское, Красноленинское, Северо-Хохряковское ПАО «НК» «Роснефть» [1, 2], Восточно-Сургутское, Русскинское, Родниковое, Савуйское, ОАО «Сургутнефтегаз» [3, 4], Приобское ЛУ ООО «Газпромнефть-Хантос» [5], им. В.Н. Виноградова АО «РИТЕК» [6], Тайлаковское ОАО "НГК «Славнефть» [7].

Основными направлениями работ на данных месторождениях являются:

- обоснование схемы размещения и оптимального соотношения добывающих и нагнетательных скважин ($N_{\text{доб}}:N_{\text{нагн}}$);
- использование технологии бурения горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта (ГС с МГРП);
- подбор оптимальной длины и азимутального направления ГС;
- обоснование параметров и количества стадий МГРП;
- организация системы поддержания пластового давления (ППД).

Активность нефтяных Компаний в части освоения ТРИЗ связана с необходимостью поддержания уровней добычи на фоне истощения запасов традиционных коллекторов.

По оценкам Минприроды России на 2015 г. геологические запасы тюменской свиты составляют 32% от всех ТРИЗ на балансе РФ. Извлекаемые запасы исчисляются сотнями миллионов тонн нефти, при этом лишь 4% вовлечены в разработку [8].

Данная статья посвящена обобщению опыта разработки тюменской свиты Ем-Еговского ЛУ* [2, 9, 10, 11, 12, 13].

* - полное название: *Ем-Еговский+Пальяновский ЛУ*

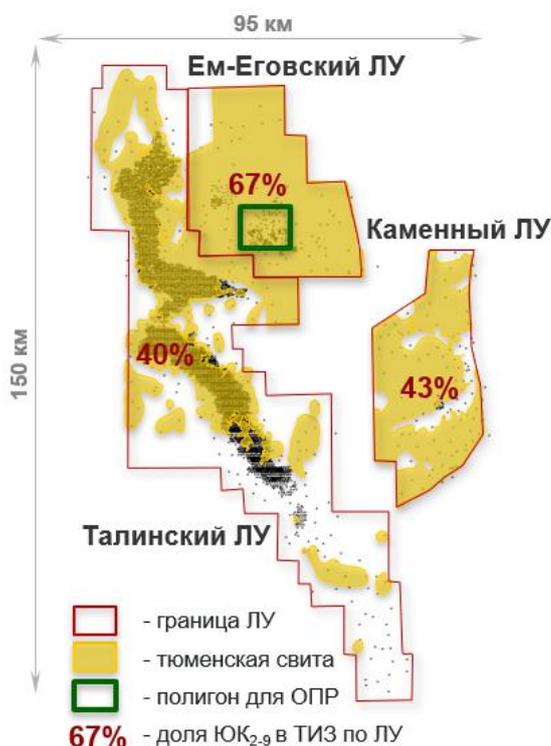
Ресурсная база

АО «РН-Няганьнефтегаз» является дочерним обществом ПАО «НК «Роснефть» и владеет лицензиями на разработку трех участков уникального Краснотенинского месторождения (Талинский, Ем-Еговский и Каменный), расположенного на территории ХМАО. Общие размеры участков составляют 150×95 км (Рис. 1).

Тюменская свита здесь включает восемь геологических пластов, объединенных в объект ЮК₂₋₉, и содержит около половины текущих извлекаемых запасов нефти АО «РН-Няганьнефтегаз».

Разработка данного объекта велась с 1981 года единичными вертикальными скважинами с низкой технико-экономической

эффективностью (удельная добыча нефти менее 10 тыс.т для 60% скважин). Доля в общей накопленной добыче нефти по трем ЛУ составляет менее 5%. Тем не менее, по мере истощения запасов традиционных объектов (ВК₁₋₃ и ЮК₁₀₋₁₁) Красноленинского месторождения, основные перспективы дальнейшего наращивания добычи нефти связываются с освоением ТриЗ тюменской свиты за счет применения новых технологий в условиях налоговых преференций со стороны государства.



*Рис. 1. Лицензионные участки
АО «РН-Няганьнефтегаз»
Красноленинского
месторождения*

Геологические особенности

Пласты ЮК_{2,9} Красноленинского месторождения залегают на глубине 2300-2600 м и характеризуются сложным геологическим строением.

По литолого-фациальному составу тюменская свита представляет собой толщу переслаивания коллекторов (песчаники средне-мелкозернистые, алевролиты разнозернистые, песчаники с карбонатно-глинистым цементом) и неколлекторов (аргиллиты, алевролиты глинистые, карбонатные породы кальцит-доломитового состава, угли).

Коллекторские свойства зависят от минерального состава породы, типа цемента, структурного положения, глубины залегания, удаленности от зоны выклинивания в сводовых частях площади и др. [9].

Геологическими особенностями, осложняющими разработку, являются (Рис. 2):

- значительный этаж нефтеносности (в среднем 120 м);
- отрицательное влияние диагенеза на ФЕС с увеличением глубины;
- низкая проницаемость коллекторов (менее $2 \cdot 10^{-3}$ мкм²);
- высокая изменчивость ФЕС по площади и разрезу;
- низкая песчанистость (в среднем 15%) и низкая связность коллектора;
- неопределенность насыщения (связь нефтенасыщенности с ФЕС).

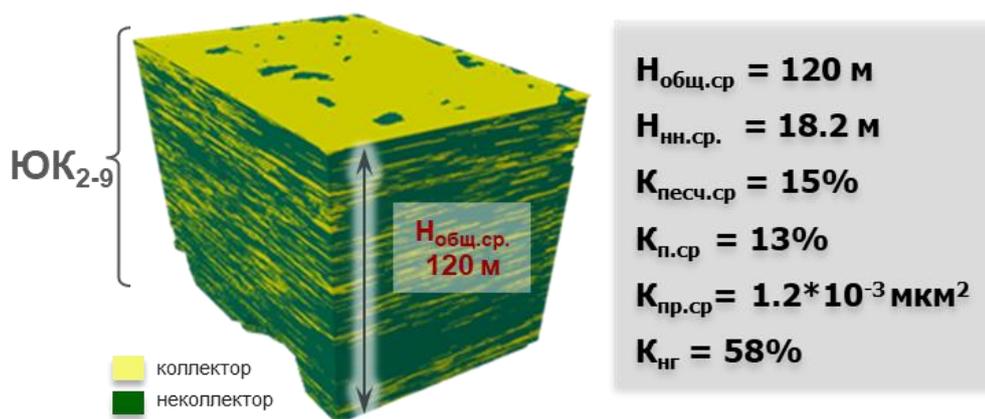


Рис. 2. Геологический разрез тюменской свиты

Проблемы освоения запасов

Все это приводит к осложнениям при освоении запасов:

- сложности прогноза коллекторов и ФЕС;
- низкой продуктивности (запускные дебиты по ННС без ГРП менее 10 т/сут);
- высокой стартовой обводненности в зонах пониженного нефтенасыщения;
- низкой эффективности проходки ГС по коллектору;
- неполному вовлечению запасов по разрезу;

- отсутствию связи между добывающим и нагнетательными скважинами.
- высоким темпам падения дебита (около 70% за первый год);
- нерентабельной накопленной добыче на скважину.

И без применения новых технологических и экономических решений достижение утвержденной нефтеотдачи (0,23-0,26) невозможно.

Поиск решений

Для повышения эффективности освоения тюменской свиты Красноленинского месторождения был сформирован перечень задач по направлениям (табл. 1).

Таблица 1

Задачи по направлениям с целью повышения эффективности разработки

Направление	Задачи
Изучение геологии	<ul style="list-style-type: none"> • Проведение и обработка 3D сеймики • Отбор и исследования керна • Проведение расширенного комплекса ГИС • Построение фациальной модели • Повышение качества прогноза ФЕС
Сопровождение бурения	<ul style="list-style-type: none"> • Актуализация модели в процессе бурения • Рекомендации по проводке скважины • Проектирование портов ГРП по стволу ГС • Оперативная корректировка стратегии бурения
Проектирование разработки	<ul style="list-style-type: none"> • Выделение эксплуатационных объектов • Выбор типа заканчивания скважин • Планирование и сопровождение ОПР • Обоснование системы разработки
Разработка	<ul style="list-style-type: none"> • Обоснование режимов работы скважин • Организация и регулирование системы ППД • Мониторинг разработки
Экономика	<ul style="list-style-type: none"> • Получение налоговых льгот • Сокращение капитальных затрат

В соответствии с поставленными задачами выполнен следующий объем работ.

1. Отбор керн и проведение расширенного комплекса ГИС

С 2013 года при бурении ГС начали проводить современный комплекс ГИС, включающий [13]:

- *гамма-каротаж (ГК)* – для выделения коллекторов, оценки глинистости;
- *многозондовый индукционный каротаж (ВИКИЗ)* – для оценки удельного электрического сопротивления и расчета Кн;
- *лито-плотностной каротаж (ГГКлп)* – для расчета пористости и оценки влияния акцессорных минералов (пирита, угля, сидерита);
- *нейтронный каротаж (НК)* – для литологического расчленения разреза, расчета пористости и углистости по разрезу;
- *16 секторный гамма-гамма плотностной азимутальный имидж (ГГКп)* – для определения углов залегания интервалов коллекторов, выделение разломов, геостиринг в процессе бурения скважины;
- *фракционный состав шлама* – для подтверждения оперативных материалов по интерпретации ГИС;
- *газовый каротаж* – для экспресс-оценки высокопродуктивных и менее перспективных интервалов.

На каждом кусте пробурили наклонно-направленную скважину (НС) с отбором керн и расширенным комплексом ГИС, включающим:

- *ядерно-магнитный каротаж (ЯМК)* – для оценки пористости, остаточной водонасыщенности, распределение пор по размеру;
- *электрический микросканер (микроимиджеры)* – для оценки структурных углов залегания коллекторов, оценки трещиноватости, оценки слоистой глинистости;
- *импульсный нейтрон-гамма спектрометрический каротаж (ИНГКс)* – для оценки полиминерального состава пород;
- *широкополосный акустический каротаж (АКШ)* – для оценки петроупругих свойств и привязки к 3D сейсмике;

– *гидродинамический картаж и испытатель пластов на кабеле (ГДК)* – для оценки проницаемости и отбора пластового флюида.

По состоянию на 01.01.2019 г. пробурено 25 таких скважин (на Ем-Еговском – 17, на Каменном – 6, на Талинском – 2).

Комплексные исследования керн и ГИС позволили повысить точность выделения продуктивных интервалов, фаций и петротипов, оценить и учесть влияние слоистой глинистости, с минимальной погрешностью рассчитать пористость, проницаемость и нефтегазонасыщенность породы, более качественно провести расчеты при моделировании трещины ГРП, получить кондиционные пробы пластового флюида для оценки PVT свойств. Новая петрофизическая модель вошла в основу 3D фациальной модели, которая впервые была построена специалистами ООО «Тюменский нефтяной научный центр» в 2014 году.

2. Построение фациальной модели с учетом данных 3D сейсморазведки

В 2012-2017 гг. на 85% площади Ем-Еговского ЛУ была проведена 3D сейсмика. Получены сейсмические кубы во временном и глубинном масштабах, набор кубов AVO-атрибутов и угловых сумм, глубинно-скоростная модель и сейсмограммы общей точки отражения, позволили более достоверно спрогнозировать геологические особенности фациально-изменчивых пластов тюменской свиты.

На основе сейсмического, седиментологического и петрофизического анализа, в модели были выделены основные фациальные комплексы – русловые отложения, конуса выноса (пески разливов), озерные дельты и пойменные отложения болот. Самой перспективной признана русловая фация с наилучшими ФЕС, значительными нефтенасыщенными толщинами и большей связанностью коллекторов. С данной фацией связаны основные перспективы тюменской свиты (Рис. 3).

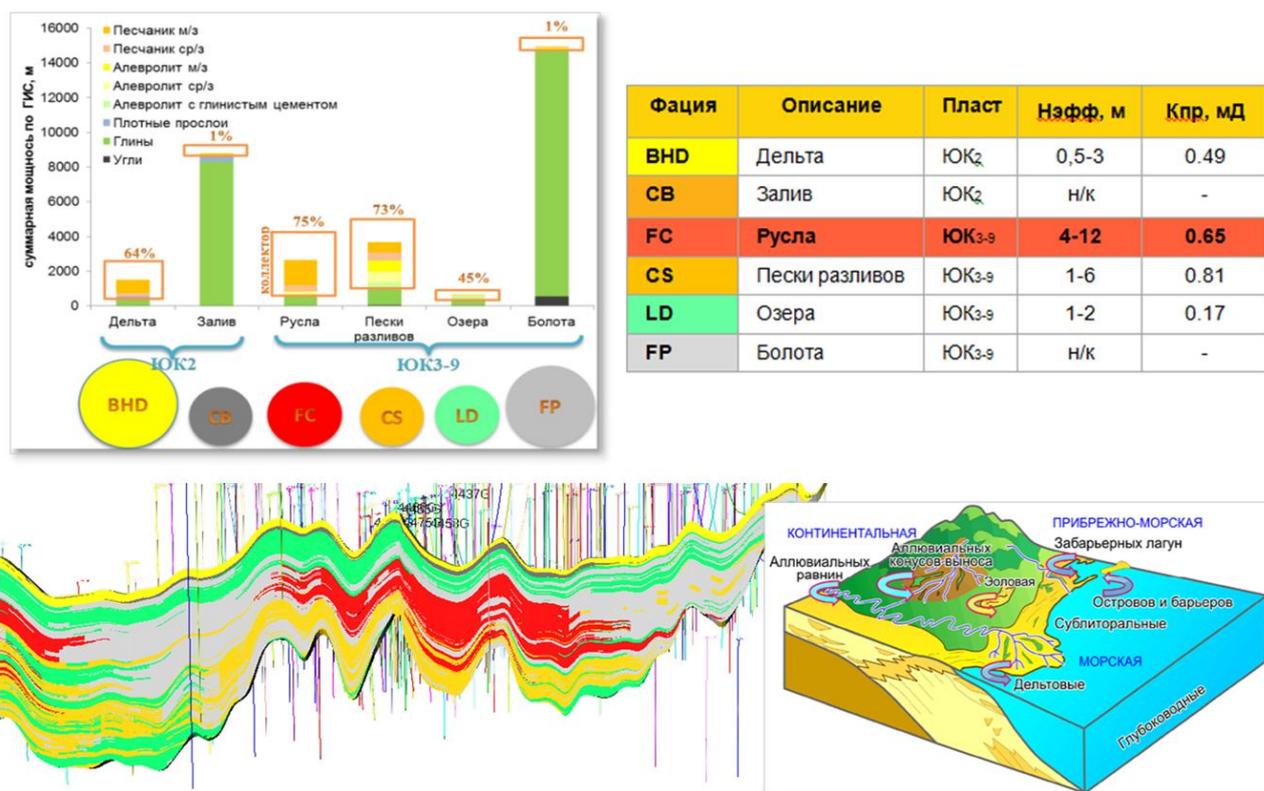


Рис. 3. Геолого-фациальная модель тюменской свиты Ем-Еговского ЛУ.

При комплексном изучении геологии, увязке данных различных масштабов (сейсмика, ГИС, керн) выявлено, что ширина русловых поясов не превышает 1000 м, поэтому при планировании и сопровождении бурения фациальные модели стали неотъемлемым инструментом.

Фациальная модель позволила повысить качество прогноза перспективных районов и подтверждаемость плановых дебитов. На начало 2019 года с использованием данной модели пробурено 209 успешных скважин, вовлечено 3,5 млн.т нефти. Успешность составила 79% (по запускному дебиту нефти ННС > 15 т/сут, ГС > 40 т/сут). Таким образом, создан работающий инструмент, который постоянно (поквартирно) актуализируется и совершенствуется.

Фациальная модель позволила повысить качество прогноза перспективных районов и подтверждаемость плановых дебитов. На начало 2019 года с использованием данной модели пробурено 209 успешных скважин, вовлечено 3,5 млн.т нефти. Успешность составила 79% (по

запускну дебиту нефти ННС > 15 т/сут, ГС > 40 т/сут). Таким образом, создан работающий инструмент, который постоянно (поквартально) актуализируется и совершенствуется.

3. Осуществление геологического сопровождения бурения

Ключевым условием успешности бурения ГС является максимальная проходка ствола по коллектору. Для достижения этой цели в условиях фациально-изменчивых отложений ЮК₂₋₉ потребовалось постоянное геологическое сопровождение бурения.

Для принятия оперативных решений на основе получаемой on-line информации был налажен процесс, включающий:

- интерпретацию ГИС с подтверждением качества пройденного коллектора данными шлама и газового каротажа, оперативное определение кажущихся углов залегания пласта по данным имиджей ГГКп;
- анализ 3D сеймики (увязка с фактом и актуализация прогноза);
- оперативная актуализация секторных геологических моделей;
- корректировка траектории скважины (геонавигация);
- формирование рапорта бурения.

После завершения бурения ГС выполнялся анализ результатов, локальная корректировка модели, выдавались рекомендации по расстановке портов ГРП, уточнялась стратегия, и принималось решение о бурении следующей скважины.

На основе получаемой в процессе сопровождения бурения информации далее проводилось:

1. Создание детальных секторных геологических 3D моделей с выделением перспективных зон развития коллекторов;
2. Оценка запусчных дебитов скважинам с учетом геологических и технологических рисков;

3. Разработка стратегии разбуривания куста с опорными и зависимыми скважинами;
4. Разработка альтернативных вариантов бурения (в т.ч. на другие объекты), для снижения рисков в случае неподтверждения эффективности основного бурения.

В процессе шестилетнего опыта бурения были найдены оптимизационные решения, направленные на снижение рисков, ускорение и удешевление работ без снижения качества:

- отказ от бурения пилотных стволов в ГС за счет изучения геологического разреза при бурении ННС (проектные нагнетательные);
- доразведка района соседнего куста за счет бурения с куста одной ННС на максимальном удалении от кустовой площадки;
- разделение проектных скважин на 2 модуля (всего на кусте 24 шт., включая 2 водозаборные): 1-ый модуль включает в себя наиболее уверенные скважины, 2-ой – рискованные скважины; подготовка вариативности решений для 2-го модуля;
- формирование «миксовых» кустов в местах совпадения неразбуренных зон объектов ВК₁₋₃ и ЮК₂₋₉, предусматривающих возможность размещения части скважин на объекте ВК₁₋₃ при неподтверждении геологии тюменской свиты.

Результатом сопровождения бурения за период 2013-2018 гг. является:

- увеличение эффективной проходки ГС почти в 2 раза, с 28 до 48%.
- трехкратный рост продуктивности ГС+МГРП, с 0,5 до 1,5 т/сут/атм.

4. Объединение объектов разработки ЮК₂₋₅ и ЮК₆₋₉

В 2012 г. при составлении ДТСР Ем-Еговского ЛУ [протокол ЦКР Роснедра №5472 от 21.11.12, г. Москва] было принято решение объединить объекты разработки ЮК₂₋₅ и ЮК₆₋₉ в единый эксплуатационный объект – ЮК₂₋₉. Предпосылками к объединению явились следующие критерии:

- 1) геологические: однотипность пород терригенных отложений с незначительными отличиями ФЕС по разрезу, не выдержанность глинистых перемычек между пластами, схожесть физико-химических свойств флюидов;
- 2) технологические: начальная стадия разработки всех пластов и применение технологии ГРП и МГРП, что повышает вероятность гидродинамической связи между верхней и нижней группой пластов в разрезе (высота трещин до 60-80 м);
- 3) технико-экономические: отрицательная экономика каждого объекта разработки ввиду низкой плотности запасов. Согласно технико-экономическим расчетам, выполненным в рамках «Авторского надзора ...» 2009 г. [протокол ТО ЦКР Роснедра по ХМАО-Югре №1234 от 23.12.2009, г. Тюмень] NPV составил:
 - по объекту ЮК₂₋₅ – минус 4,1 млрд. руб. (проектный фонд 5 263 скважин, удельная добыча на скважину – 23,1 тыс.т);
 - по объекту ЮК₆₋₉ – минус 19,1 млрд. руб. (проектный фонд 4 944 скважин, удельная добыча на скважину – 10,5 тыс.т).

Выделение единого объекта ЮК₂₋₉ позволило расширить площадь рентабельного бурения, сократить некупаемый проектный фонд, повысить удельные извлекаемые запасы на скважину и существенно снизить общие затраты проекта.

5. Переход на плотные сетки ННС, формирование интенсивных систем заводнения, увеличение $R_{нагн}$ выше давления автоГРП.

С начала разработки (1980-е годы) проектные решения предусматривали реализацию 9-ти точечной системы с расстоянием 500 м. Фактически разработка осуществлялась единичными скважинами, а закачка носила периодический характер. Впервые опытно-промышленные работы по организации обращенной 9-ти точечной системы заводнения были проведены в 2009 году. Реализация данной системы не оправдала

себя ввиду отсутствия эффекта от системы ППД.

Поскольку до 2013 г. основным объектом разработки на Ем-Еговском ЛУ был объект ВК₁₋₃ (меловые отложения), соответственно, и инфраструктура (мощности КНС) были ориентированы под продуктивность данного объекта. Максимальное устьевое давление нагнетания на скважинах составляло около 120 атм, поэтому забойное давление на объекте ЮК₂₋₉ не превышало 360 атм (средняя глубина залегания 2400 м). При таких давлениях средняя приемистость составляла 20-40 м³/сут, что в условиях больших толщин, низкой проницаемости, большого расстояния между скважинами и высоким соотношением $N_{\text{доб}}:N_{\text{нагн}}$ скважин (3 к 1) предопределило низкую эффективность системы ППД.

Для увеличения охвата по площади и разрезу требовалось размещение ННС по более плотной сетке и формирование интенсивных систем заводнения с соотношением скважин $N_{\text{доб}}:N_{\text{нагн}}$ (1 к 1) [5]. Приближенная к требуемым условиям система была реализована на участке кустов 167,176,177, где ННС+ГРП пробурены на расстоянии 300-500 м. За счет перевода дополнительных скважин под закачку соотношение $N_{\text{доб}}:N_{\text{нагн}}$ стало близким к (1 к 1). С целью увеличения приемистости в 2014 г. была произведена модернизация насосного оборудования на КНС, что позволило поднять давление на устьях нагнетательных скважин со 120 до 160 атм. Средняя приемистость увеличилась с 30 до 180 м³/сут, затем стабилизировалась на уровне 80-120 м³/сут. Столь значительный рост закачки стал следствием образования трещины в результате эффекта автоГРП, который фиксируется на графиках Холла при повышении устьевого давления выше 150 атм (Рис. 4).

За счет увеличения приемистости и формирования более жесткой системы, дебит нефти вырос с 7 до 12 т/сут при росте дебита жидкости с 11 до 25 т/сут (Рис.5). Эффект на участке с 12 добывающими скважинами за

4 года составил 56 тыс.т, или 4,7 тыс.т на одну добывающую скважину.

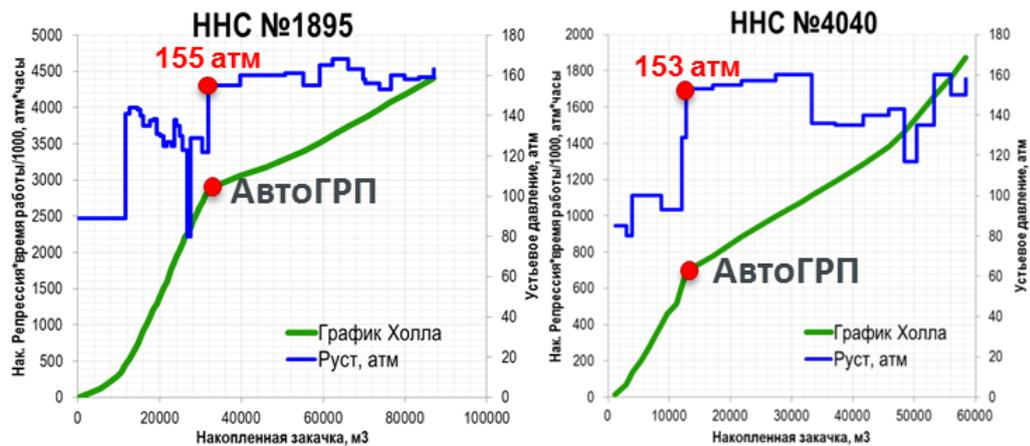


Рис. 4. Определение давления автоГРП в ННС по графикам Холла.

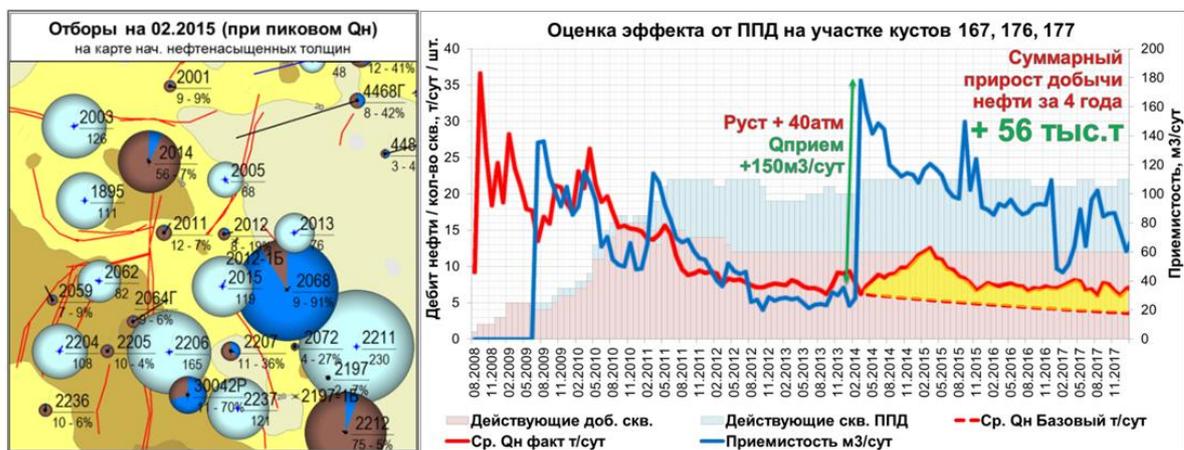


Рис. 5. Оптимизация системы ППД в ННС по участку кустов 167, 176, 177 на объекте ЮК_{2,9} Ем-Еговского ЛУ

6. Оптимизация систем заканчивания скважин

С 2013 г. на объекте ЮК_{2,9} Ем-Еговского ЛУ началось бурение ГС+МГРП. Первые скважины были ориентированы «поперек» регионального стресса (азимут $\sim 345^\circ$ по данным FMI) для увеличения охвата пласта трещинами ГРП (Рис. 6). Обоснование длины горизонтальной части ствола и количества стадий гидроразрыва (800 м+5 ГРП) изложено в работах [10, 11, 12].

Несмотря на расположение ГС+МГРП в менее благоприятных геологических условиях, запускные и накопленные показатели за первый год работы превышают показатели по ННС+ГРП более чем в 2 раза (Рис. 7,

табл. 2) при превышении стоимости в 1.9 раза.

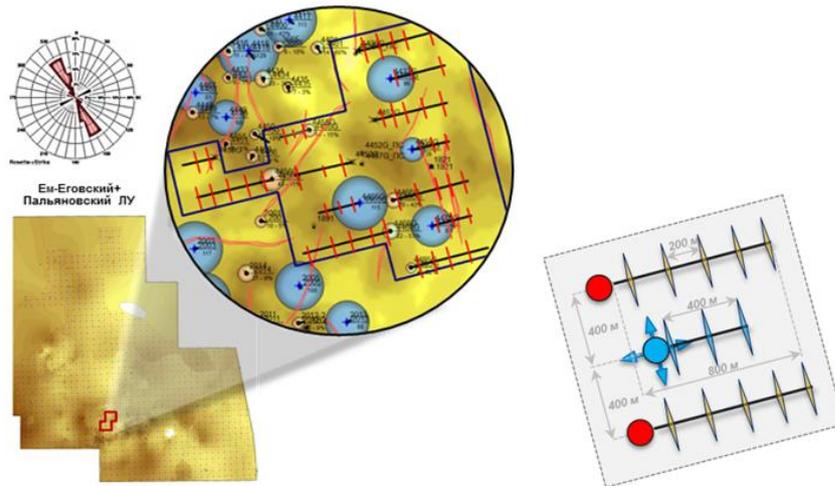


Рис. 6. Реализаций ОПР по бурению ГС+МГРП «поперек» стресса.

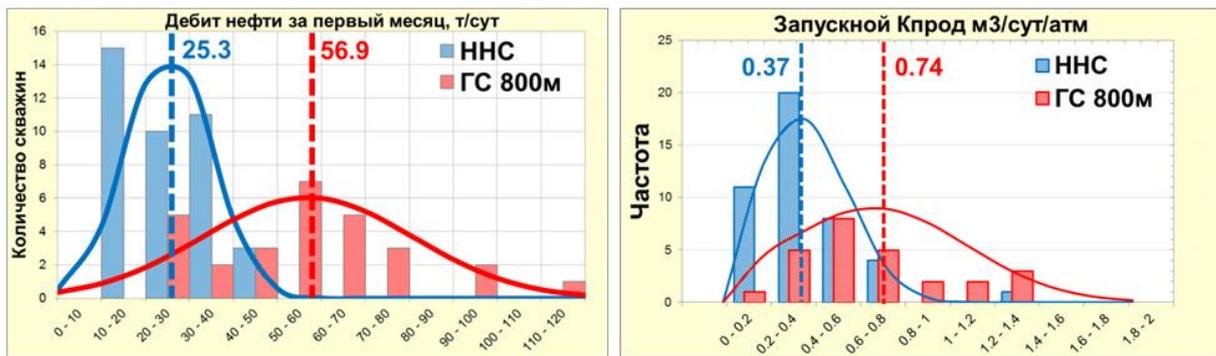


Рис. 7. Сопоставление технологических показателей ГС+МГРП и ННС+ГРП.

Таблица 2

Сопоставление параметров и показателей по ГС+МГРП и ННС+ГРП

Параметр	ГС 800	ННС	Кратность ГС 800м и ННС
Эфф. нефтенасыщенные толщины, м	18,4	23,0	0,8
Проницаемость (эффективная), мД	0,24	0,27	0,9
Проводимость kh, мД*м	4,13	5,64	0,7
Запускной Qж, м³/сут	98,9	42,5	2,3
Текущий Qж т/сут	21,4	16,3	1,3
Запускной Qн т/сут	56,9	25,3	2,2
Текущий Qн т/сут	14,0	8,9	1,6
Запускной Kпрод м³/сут/атм	0,74	0,37	2,0
Текущий Kпрод м³/сут/атм	0,16	0,11	1,4
Запускной Jd (безразмерный)	2,54	0,92	2,8
Текущий Jd (безразмерный)	0,57	0,30	1,9
Накопл. добыча нефти за 1-й год, тыс.т	9,1	4,6	2,0

В системе ГС+МГРП с ориентацией стволов «поперек» стресса при закачке воды под высоким давлением нагнетания произошло пересечение трещин в добывающих и нагнетательных скважинах (эффект автоГРП), что привело к преждевременному прорыву воды. В нескольких ГС обводненность увеличивалась с 10 до 90% в течение 1 месяца. Для исправления ситуации закачка была ограничена.

В 2016 г. исходя из опыта разработки Приобского и Приразломного месторождений ООО «РН-Юганскнефтегаз» [1], а также других работ [14], было принято решение о развороте ГС+МГРП «вдоль» стресса.

Одновременно с обоснованием направления ГС велись работы по оптимизации длины горизонтального ствола и количества стадий ГРП (Рис. 8). В 2020 году запланировано бурение ГС длиной 1200 м с 12 ГРП на замену текущей технологии ГС 800 м с 6 ГРП. В случае успешности технологии и принятия решения о ее тиражировании потребуются более мощные буровые установки и флоты ГРП.



Рис. 8. Эволюция запускных дебитов нефти Ем-Еговского ЛУ в результате совершенствования технологии заканчивания скважин

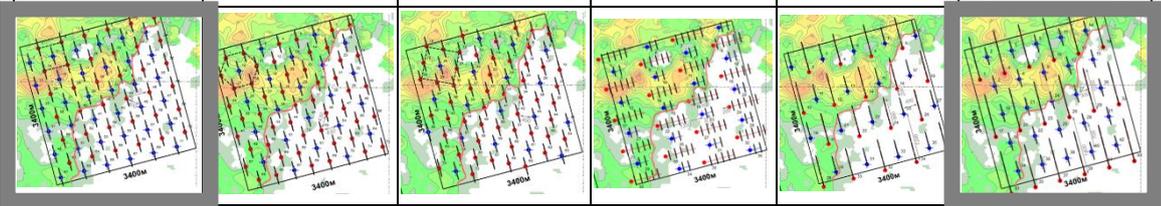
7. Применение комбинированных систем разработки ННС и ГС согласно матрице типов заканчивания скважин

Анализ дизайнов ГРП показал, что трещина вскрывает до 80 м общей мощности пласта. Это приводит к неполному вовлечению запасов по разрезу в условиях значительного этажа нефтеносности (до 200 м). С целью **обоснования оптимальной системы разработки** с позиции

максимального охвата запасов по разрезу и повышения эффективности системы ППД на секторной модели (вырезанной из фациальной ГМ) были выполнены имитационные расчеты различных вариантов размещения ННС и ГС (Табл. 3). Участок целенаправленно выбирался в такой зоне, где присутствует как русловая фация, так и сильно расчлененный коллектор, так называемая «расческа».

Таблица 3

Рассматриваемые варианты систем разработки

Вариант	1	2	3	4	5	6
	5 точечная ННС	7 точечная ННС	9 точечная ННС	ГС поперек (шахматная)	ГС вдоль (шахматная)	ГС вдоль с нагн. ННС (линейная)
Система	 <p>Схема размещения скважин на карте ЭННТ фации русел</p> <p>0 4 8 12 16 20 24 28 32 36 40 44</p>					
Всего скв.	72			36		43
Доб.	36	50	54	18	18	18
Нагн.	36	22	18	18	18	25
ПСС, га/скв	16			32		27
Накопленная добыча нефти за 20 лет, млн.т						
в целом	2,507	2,437	2,304	1,495	1,689	1,986
в руслах	1,336	1,326	1,286	0,783	0,961	1,193
вне русел	1,172	1,111	1,018	0,712	0,728	0,793

Гидродинамические расчеты проводились с использованием симулятора tNavigator. Наилучшие результаты по накопленной добыче нефти среди вариантов ННС и ГС получены по следующим системам:

- пятиточечная система разработки ННС (вариант № 1);
- рядная система добывающих ГС с нагнетательными ННС (вариант № 6).

Данные системы обеспечивают наиболее равномерное поддержание пластового давления и выработку запасов по площади (Рис. 9).

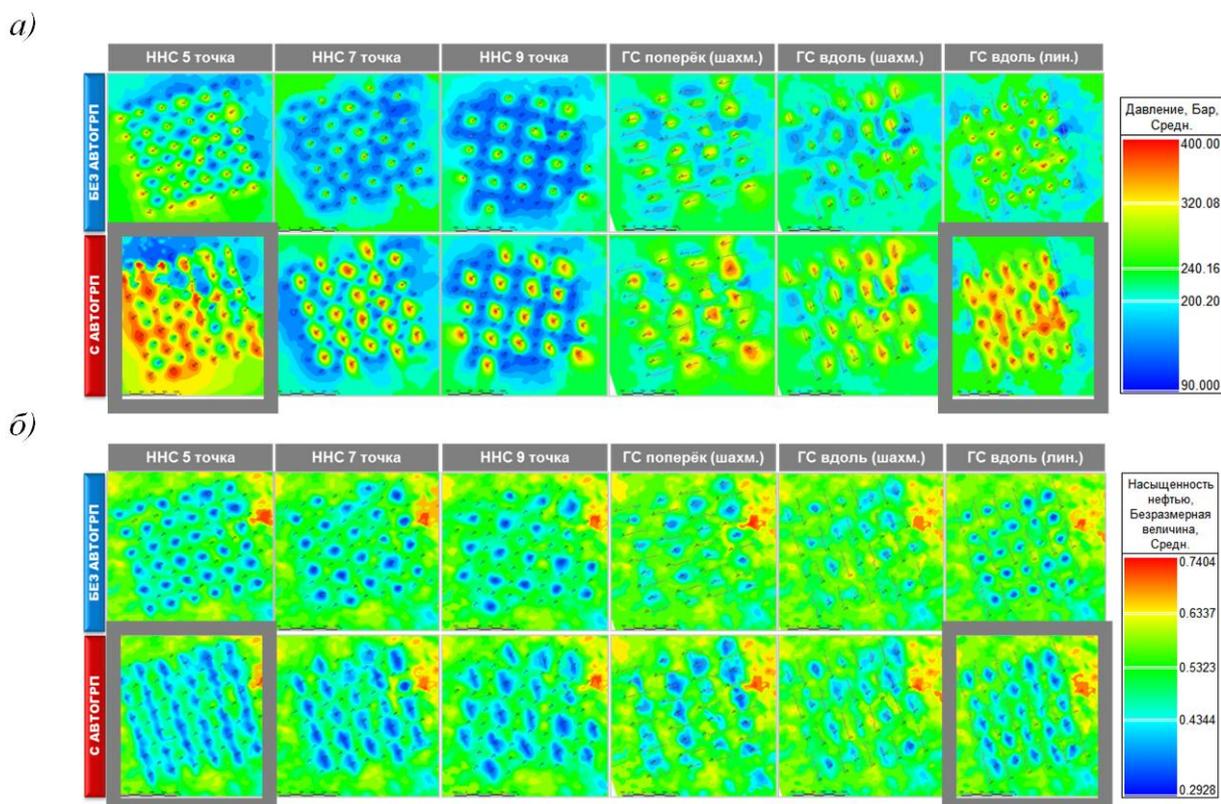


Рис. 9. Распределение полей $P_{пл}$ (а) и нефтенасыщенности (б) через 20 лет.

Кроме того, было подтверждено, что для минимизации прорывов закачиваемой воды необходимо ориентировать линию нагнетания и направление горизонтальных стволов параллельно региональному стрессу.

На основе технико-экономических показателей выявлено, что в зонах, где имеются русловые отложения и мощность разреза можно охватить трещинами ГРП, наиболее эффективно бурение добывающих ГС. В зонах, где русла отсутствуют или общая мощность составляет более 80 м, целесообразно бурить добывающие ННС (Рис. 10). Детальное описание расчетов представлено в работе [2].

По результатам работы была обоснована матрица типов заканчивания (Рис. 11):

1. В красных зонах ($H_{общ} < 80$ м, 95% запасов в ЮК_{2,5} и наличие русел): рядная система ГС+МГРП вдоль линии стресса и организацией ППД в ННС+ГРП.
2. В желтых зонах ($H_{общ} < 80$ м, 95% запасов в ЮК_{2,5}, min присутствие

русел - пограничная ситуация): система ГС+МГРП или ННС+ГРП (в зависимости от плотности запасов и ФЕС).

3. В зеленых зонах ($N_{общ} > 80м$, преимущественно погруженные районы, запасы распределены по всему разрезу и отсутствие русловых фаций): система ННС+ГРП (5т, ПСС 16 га/скв.) квадратной геометрии с расстоянием м/у добывающими и нагнетательными скважинами 400 м и соотношением 1:1.

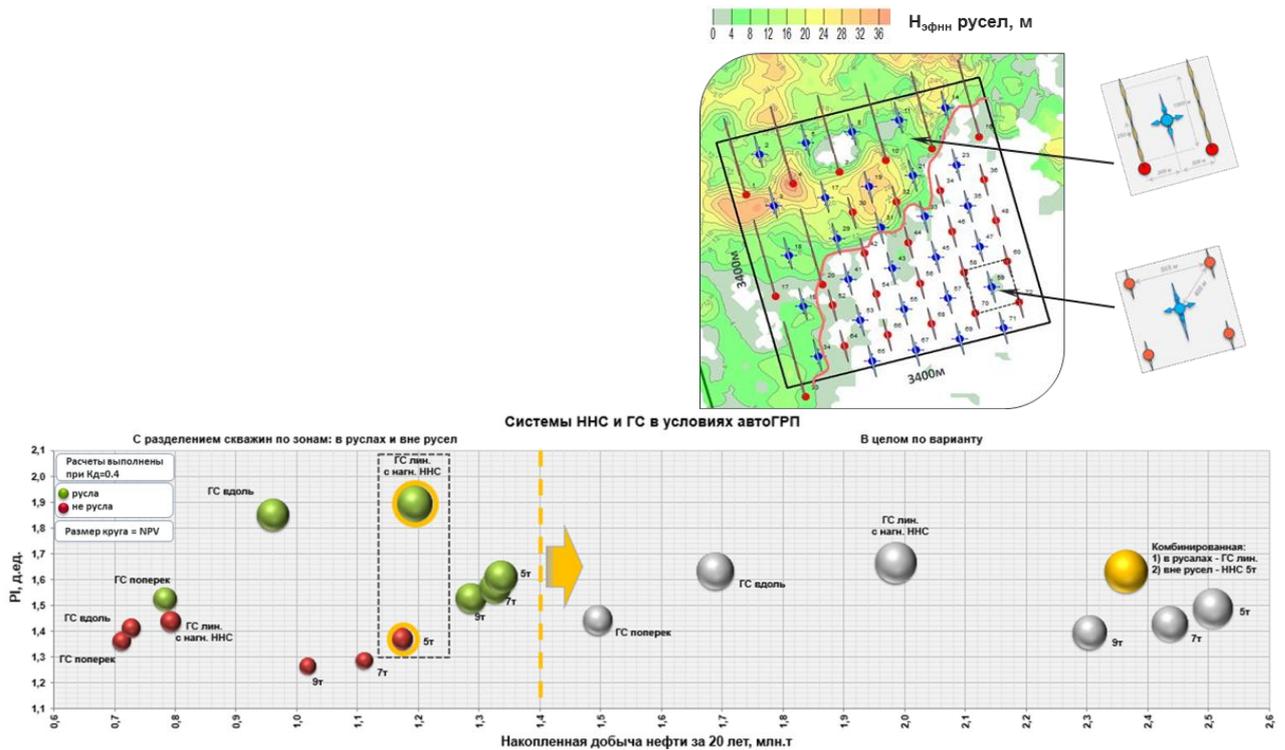


Рис. 10. Комбинированная система разработки

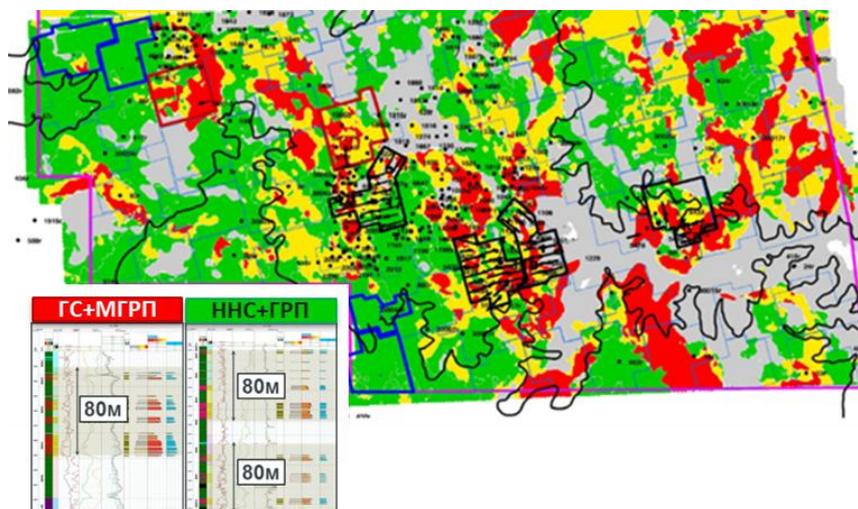


Рис. 11. Матрица типов заканчивания скважин

8. Формирование, мониторинг и регулирование системы ППД

Неотъемлемой частью в обеспечении эффективности системы разработки является постоянный мониторинг показателей и своевременная организация и регулирование системы ППД с целью поддержания целевого пластового давления и обеспечения максимального вытеснения нефти.

К основным задачам в организации ППД на тюменской свите можно отнести:

1) обоснование периода отработки нагнетательных скважин.

Оптимальный период зависит от расположения скважины в системе, расстояния между скважинами, ФЕС района и связности между нагнетательной и реагирующими скважинами; по факту период отработки составляет 3-18 мес, в среднем – 6 мес.

2) подбор оптимального давления нагнетания.

Из накопленного опыта сделан вывод о необходимости создания $P_{\text{нагн}}$ на устье на уровне 150..170 атм, в пересчете на забой - 390...410 атм, что выше давления автоГРП. Авторы статьи [5] рекомендуют создавать устьевое давление нагнетания на уровне 190...200 атм при обязательном учете регионального направления трещин автоГРП. Предложенные решения планируются к испытанию на Ем-Еговском ЛУ в ближайший год.

3) обеспечение плавного наращивания приемистости без резких «скачков»

(на практике сложно-реализуемо за счет перераспределения объемов закачки в случае остановки части нагнетательных скважин на кустовой площадке).

4) поддержание приемистости выше 30 м³/сут

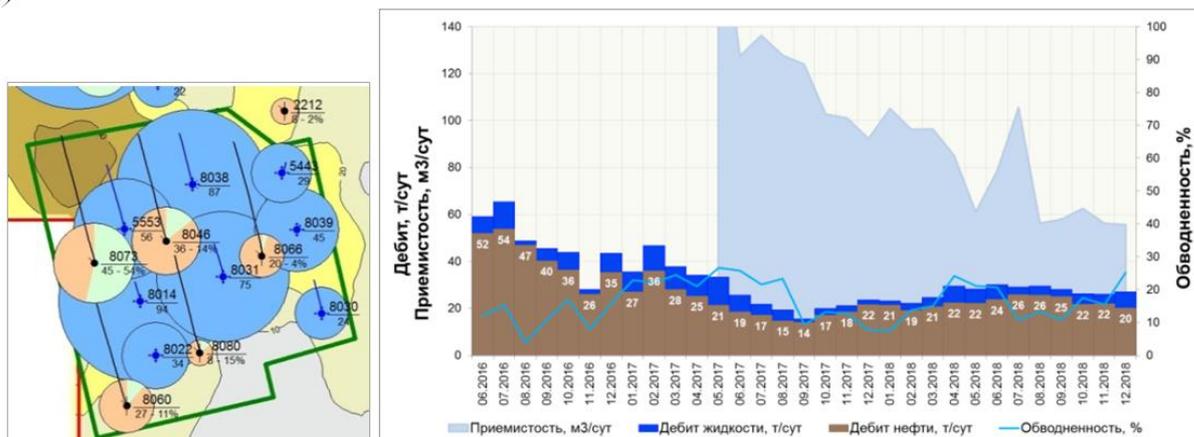
для предотвращения замерзания водоводов в зимний период. Обеспечивается за счет освоения скважин с ГРП, обработки призабойной зоны пласта кислотными составами, поддержания высоких давлений нагнетания на КНС.

По состоянию на 01.01.2019 на тюменской свите Ем-Еговского ЛУ

сформировано 87 элементов заводнения: 23 в системе ННС и 64 – в ГС. В 63% случаев отмечается положительный отклик на реализацию ППД (рост дебита нефти или снижение темпов падения). Еще в 37% эффект от ППД не оценивался из-за непродолжительного периода закачки, либо отсутствует из-за отсутствия связи между нагнетательными и добывающими скважинами. Дополнительная добыча нефти от ППД за пять лет (с учетом прогноза) составляет в среднем 5.2 тыс.т на скважину.

В качестве примера, демонстрирующего наличие эффекта от организации системы ППД, представлены схемы размещения и показатели по скважинам кустовых площадок №202 и 124 (Рис. 12). Рост среднего дебита жидкости/нефти происходит на 5-6-й месяц после начала закачки воды. Отсутствие прорывов воды подтверждает эффективность реализуемой системы разработки.

а)



б)

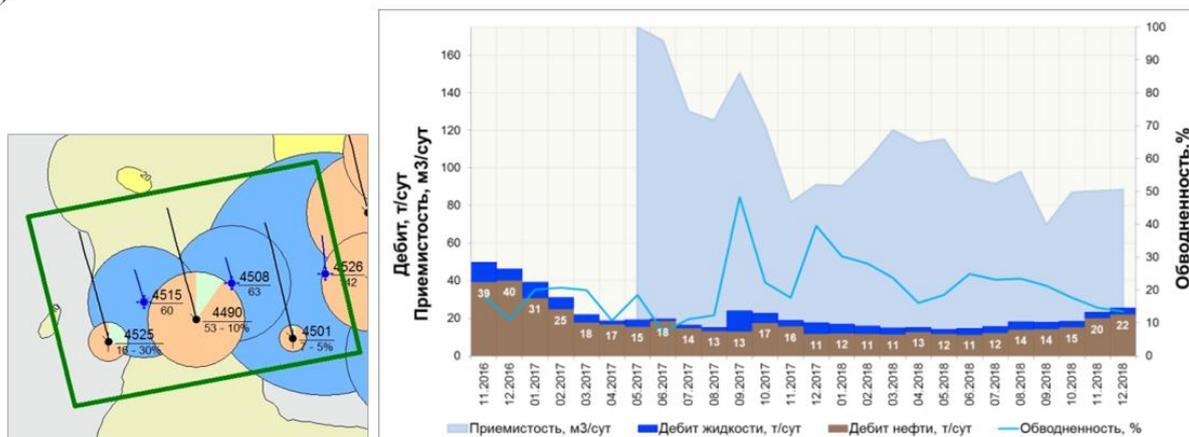


Рис. 12. Эффективность системы ППД на к.202 (а) и к.124 (б) Ем-Еговского ЛУ

9. Получение налоговых льгот

Кроме технологических решений ключевым моментом в истории освоения трудноизвлекаемых запасов тюменской свиты АО «РН-Няганьнефтегаз» стало применение налоговых льгот к ставке НДС (статья 342.2 Федерального закона РФ № 213 от 23.07.2013 г.). Это позволило перевести разработку тюменской свиты в рентабельную зону.

Для получения возможности применения налоговых послаблений потребовалось построить новую петрофизическую модель и обосновать низкую проницаемость (менее $2 \cdot 10^{-3}$ мкм²) в соответствии с установленным Порядком (приказ Минприроды РФ № 218 от 15.05.2014 г.), а именно:

- при построении петрофизических связей $K_{пр}=f(K_{п})$ использовались образцы керна, равномерно освещающие пласт по площади и разрезу и отобранные из интервалов, где вынос керна составил не менее 75%;
- количество образцов керна для зависимости составило не менее 30 шт.;
- образцы керна характеризовали весь диапазон изменения пористости и проницаемости.

С учетом ограниченного срока действия льготы (15 лет с года достижения 1% выработки запасов) важной задачей стало выполнение максимальной программы буровых работ в рассматриваемый период. Сдерживающим фактором в наращивании объемов бурения послужила недостаточная геологическая изученность объекта и отсутствие подготовленной инфраструктуры.

Согласно экономической оценке эффективности разработки ТрИЗ ЮК₂₋₉ Ем-Еговского ЛУ уже сегодня можно заключить о том, что для полномасштабного вовлечения в разработку всех запасов тюменской свиты Красноленинского месторождения потребуются дополнительные налоговые преференции: например, увеличение льготного периода до 30-50 лет (актуально для всех 3-х ЛУ) или увеличение порогового значения

коэффициента проницаемости до $5 \cdot 10^{-3}$ мкм² (актуально для Талинского ЛУ).

В одной из работ [8] обозначены меры дополнительного стимулирования, рассматриваемые Минприроды России для внесения изменений в закон «О Недрах»: льготирование применяемых технологий; налог на финансовый результат или налог на дополнительный доход; смягчение требований к обязательной программе геологоразведочных работ для участков недр с ТрИЗ и др.

Накопленный опыт и пути дальнейшего развития

Таким образом, в результате выполненного объема работ по состоянию на 01.01.2019 на объекте ЮК₂₋₉ Ем-Еговского ЛУ введено в эксплуатацию 384 скважины: 241 ННС и 143 ГС. Ключевые события в эволюции проектных решений представлены на рис. 13. Резкий рост добычи нефти после 2013 года обеспечен внедрением технологии ГС+МГРП.

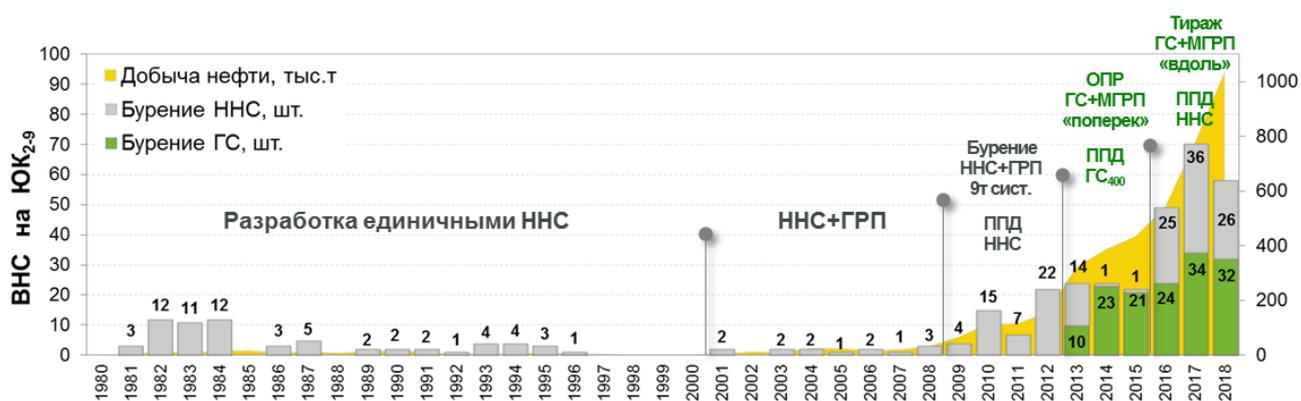


Рис. 13 – Ключевые события в истории освоения тюменской свиты Ем-Еговского ЛУ

Обоснованные и апробированные параметры системы разработки тюменской свиты, а также направления их дальнейшего развития, представлены в табл. 4.

Таблица 4

Параметры системы разработки отложений тюменской свиты

Текущие проектные решения		Пути развития												
Тип заканчивания скважин	<p>Комбинированная система:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Нобщ < 80 м и наличие русел: <ul style="list-style-type: none"> - добывающие ГС₈₀₀ + МГРП₆, - нагнетательные ННС + 2ГРП • Нобщ > 80 м и расчлененный разрез: <ul style="list-style-type: none"> - добывающие ННС + ГРП, - нагнетательные ННС + 2-3ГРП 	<ul style="list-style-type: none"> • Нарращивание мощности флота по $P_{нагн}$ до 850 атм и скорости закачки до 10 м³/мин 												
Система разработки	<p>Формирование плотных сеток скважин ПСС до 16 га/скв.:</p> <ul style="list-style-type: none"> • доб. ННС – 5т система, м/у скв. 400 м • доб. ГС₈₀₀ – рядная система, м/у рядами – 300 м, м/у «носом» и «пяткой» ГС в ряду – 300 м. <p>Размещение скважин вдоль регионального стресса</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Сближение рядов в зонах ухудшения ФЕС • Системы разработки с возможностью управления направлением трещин ГРП 												
Система ППД	<ul style="list-style-type: none"> • Применение интенсивных систем заводнения: оптимальное соотношение $N_{доб}:N_{нагн} = (1-2):1$ • Рзаб. нагн 380-400 атм (режим автоГРП) • Запускная приемистость – 120 м³/сут • Целевая приемистость – 70-90 м³/сут • Период отработки на нефть ~ 6 мес. 	<ul style="list-style-type: none"> • Высококачественная очистка закачиваемой воды • Дифференцированный период отработки на нефть в зависимости от ФЕС 												
Запускной дебит нефти и темпы падения	<ul style="list-style-type: none"> • ННС+ГРП – 28 т/сут • ГС+МГРП – 61 т/сут 	<ul style="list-style-type: none"> • Увеличение длины ГС и количества стадий ГРП • Интенсификация отборов за счет повторных ГРП (рефраки) • Подбор агента вытеснения • Большеобъемные обработки ПЗП на регулярной основе 												
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>За период</th> <th>6 мес.</th> <th>1 год</th> <th>2 года</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ННС+ГРП</td> <td>52%</td> <td>68%</td> <td>70%</td> </tr> <tr> <td>ГС+МГРП</td> <td>58%</td> <td>70%</td> <td>75%</td> </tr> </tbody> </table>		За период	6 мес.	1 год	2 года	ННС+ГРП	52%	68%	70%	ГС+МГРП	58%	70%	75%
	За период		6 мес.	1 год	2 года									
ННС+ГРП	52%	68%	70%											
ГС+МГРП	58%	70%	75%											

Планы на среднесрочную перспективу

На основе положительного опыта освоения тюменской свиты на Ем-Еговском ЛУ проектные решения тиражированы на Каменный и Талинский участки. Согласно планам АО «РН-Няганьнефтегаз» в ближайшие 20 лет планируется пробурить около 5000 скважин (реализация ПФ тюменской свиты достигнет 40%) и нарастить добычу нефти в 5 раз, достигнув отбор от НИЗ 20% (Рис. 14).

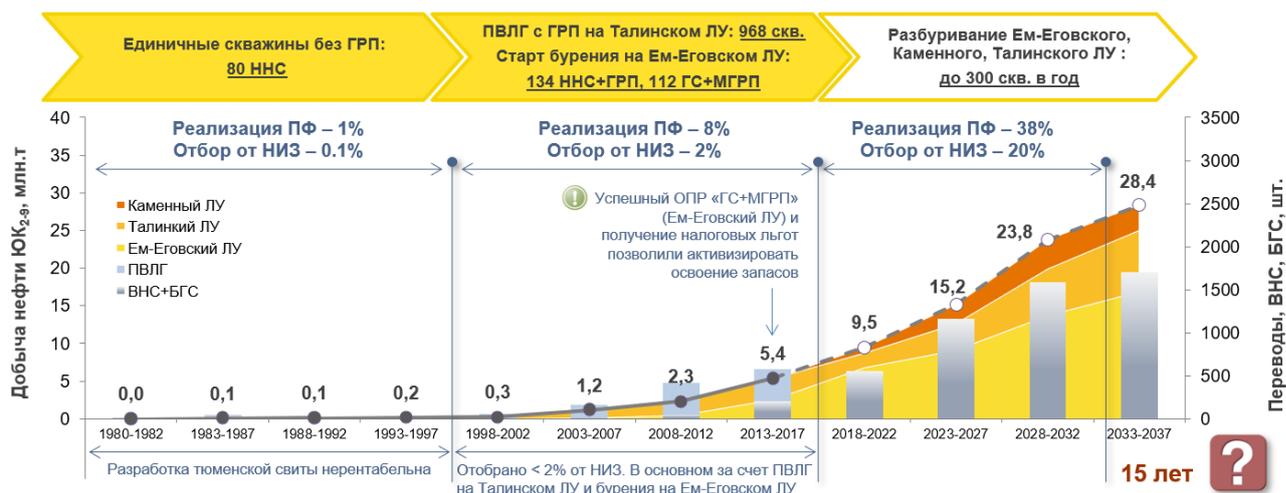


Рис. 14. Активность освоения ТРИЗ тюменской свиты Красноленинского месторождения АО «РН-Няганьнефтегаз»

Однако, в силу естественного ухудшения качества запасов в краевых погруженных зонах, роста стоимости технологий и ограниченного срока льготы, дальнейшее освоение запасов может потребовать дополнительного стимулирования со стороны государства.

В заключение отметим, что полученный опыт работки ТРИЗ тюменской свиты на Красноленинском месторождении является ценным как для ПАО «НК» «Роснефть», так и для других Компаний и РФ в целом, поскольку тюменская свита имеет стратегическое значение для развития отечественной нефтяной отрасли и обеспечения ее конкурентоспособности.

Выводы:

Найдены решения, позволяющие повысить технологическую и экономическую эффективность разработки тюменской свиты:

1. Повышение качества прогноза перспективных зон для бурения ГС с использованием фациальной 3D модели;
2. Достижение плановых показателей ГС за счет геологического сопровождения бурения на основе данных современного комплекса ГИС;

3. Увеличение коэффициента охвата путем формирования плотных сеток скважин;
4. Адаптация системы разработки к особенностям отложений ТриЗ ЮК₂₋₉: применение комбинированной системы ГС+МГРП и ННС+ГРП с размещением проектного фонда на основе матрицы типов заканчивания скважин;
5. Повышение эффективности системы ППД за счет создания высоких давлений нагнетания и организации жесткой системы заводнения с формированием нагнетательных рядов согласно линии регионального стресса;
6. Расширение зон рентабельного бурения за счет применения налоговых льгот.

Список литературы

1. Галеев Р.Р., Зорин А.М., Колонских А.В., Хабибуллин Г.И., Мусабилов Т.Р., Судеев И.В. Выбор оптимальной системы разработки низкопроницаемых пластов с применением горизонтальных скважин с множественными трещинами гидроразрыва // Нефтяное хозяйство. – 2013. – №10. – С. 62-65.
2. Чусовитин А.А., Гнилицкий Р.А., Смирнов Д.С., Плиткина Ю.А., Лиходед И.А. (ООО «ТННЦ»), Емельянов Д.В., Мельников Л.П. (АО «РН-Няганьнефтегаз») Эволюция проектных решений по разработке отложений тюменской свиты на примере месторождений Краснотеннинского свода // Нефтяное хозяйство. – 2016. – №5 – С. 54 – 58.
3. Стрикун М.М., Пленкина М.В. Особенности разработки юрских отложений месторождений Сургутского свода // Нефтяное хозяйство. – 2009. – №6. – С. 40-43.
4. Кондаков А.П., Гусев С.В., Нарожный О.Г. Результаты большеобъемных обработок призабойной зоны нагнетательных скважин месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. – 2016. – №9. – С. 74-77.
5. Черевко С.А., Янин А.Н. Анализ проблемы выбора систем разработки низкопроницаемых пластов крупных нефтяных месторождений Западной Сибири // Нефтепромысловое дело. – 2017. – №9. – С. 5-10.
6. Карпов В.Б., Паршин Н.В., Слепцов Д.И., Моисеенко А.А., Рязанов А.А. и др. Повышение эффективности разработки крупного месторождения ТриЗ в Западной Сибири на основе опыта Канадских месторождений-аналогов // SPE-182572-RU. – 2016.
7. Шульев Ю.В., Рязанов А.П., Денисов С.Б., Евдокимов И.В., Сутормин С.Е. Совершенствование разработки низкопроницаемых коллекторов

- сложнопостроенных объектов на примере Тайлаковского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2011. – №2. – С. 108-112.
8. Клубков С. Стимулирование разработки ТрИЗ поможет поддержать уровень добычи нефти в России // Oil&Gas Journal Russia. – 2015. – № 6–7. – С. 6–11.
 9. Смагина Т.Н., Волков М.А., Рыбак В.К., Кузнецов А.Г., Новопашина В.Л. Проблемы изучения залежей нефти в отложениях тюменской свиты Красноленинского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2010. – №11. – С. 24-27.
 10. Платунов А., Николаев М., Лескин Ф., Калудер З., Масалкин Ю., Давиденко И., Федотов В., Мурзинов А. Многостадийный ГРП на горизонтальной скважине в пластах тюменской свиты Ем-Еговской площади Красноленинской группы месторождений в Западной Сибири // SPE 161974. – 2012.
 11. 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. 22-17.
 12. Немирович Г.М., Исламгалиев Р., «Горизонтальное бурение с МГРП – доступ к трудноизвлекаемым запасам тюменской свиты Красноленинского месторождения» // SPE 171325-RU. – 2014.
 13. Емельянов Д.В., Жарков А.В. (АО «РН-Няганьнефтегаз»), Смирнов Д.С., Глебов А.С., Лиходед И.А. (ООО «ТННЦ») Современные подходы к сопровождению бурения горизонтальных скважин для низкопроницаемых объектов тюменской свиты Красноленинского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2015. – №10 – С. 22 – 26.
 14. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П., Зубарев Д.И. Перспективы разработки отложений тюменской свиты на территории ХМАО-Югры // Advances in current natural sciences. Успехи современного естествознания. – 2016. – №12. – С. 444-448.

References

1. R.R. Galeev, A.M. Zorin, A.V. Kolonskikh, G.I. Khabibullin, T.R. Musabirov, I.V. Sudeev *Vybor optimal'noj sistemy razrabotki nizkopronicaemyh plastov s primeneniem gorizont'nyh skvazhin s mnozhestvennymi treshchinami gidrorazryva* (Selection of optimum development strategy for low-permeability reservoirs employing horizontal drilling and multi-stage fracturing techniques). *Neftyanoye khozyaistvo*, 2013, No. 10, pp. 62-65 (in Russian)
2. A.A. Chusovitin, R.A. Gnilitzky, D.S. Smirnov, U.A. Plitkina, I.A. Likhoded, D.V. Yemelianov, L.P. Melnikov *Evolyuciya proektnyh reshenij po razrabotke otlozhenij tyumenskoj svity na primere mestorozhdenij Krasnoleninskogo svoda* (Design solutions for development of Tyumen suite deposits in Krasnoleninsky arch fields). *Neftyanoye kkhoyzaistvo*, 2016, No. 5, pp. 54-58 (in Russian)
3. M.M. Strikun, M.V. Plenkina *Osobennosti razrabotki yurskih otlozhenij mestorozhdenij Surgut'skogo svoda* (Development of Jurassic reservoirs in Surgut arch fields). *Neftyanoye khozyaistvo*, 2009, No.6, pp.40-43 (in Russian)
4. A.P. Kondakov, S.V. Gusev, O.G. *Narozhny Rezul'taty bol'sheob'emnyh obrabotok prizabojnoj zony nagnetatel'nyh skvazhin mestorozhdenij OAO «Surgutneftegaz»* (Results

- of large-volume bottomhole treatments in injection wells of OAO Surgutneftegaz). *Neftyanoye khozyaistvo*, 2016, No.9, pp. 74-77 (in Russian)
5. S.A. Cherevko, A.N. Yanin *Analiz problemy vybora sistem razrabotki nizkopronicaemyh plastov krupnyh neftnykh mestorozhdenij Zapadnoj Sibiri* (The problem of selecting development strategies for low-permeability reservoirs in West Siberian oil fields). *Neftpromyslovoye delo*, 2017, No. 9, pp. 5-10 (in Russian)
 6. V.B. Karpov, N.V. Parshin, D.I. Sleptsov, A.A. Moiseenko, A.A. Ryazanov *Povyshenie effektivnosti razrabotki krupnogo mestorozhdeniya TrIZ v Zapadnoj Sibiri na osnove opyta Kanadskih mestorozhdenij-analogov* (Improvement of unconventional reserve development in West Siberia based on experience of similar Canadian fields). SPE-182572-RU, 2016 (in Russian)
 7. U.V. Shuliev, A.P. Ryazanov, S.B. Denisov, I.V. Evdokimov, S.E. Sutormin *Sovershenstvovanie razrabotki nizkopronicaemyh kollektorov slozhnopostroennykh ob"ektov na primere Tajlakovskogo mestorozhdeniya* (Improved development of low-permeability reservoirs with complex geology by the example of Tailakovskoye field). *Neftyanoye khozyaistvo*, 2011, No. 2, pp. 108-112. (in Russian)
 8. C. Klubkov *Stimulirovanie razrabotki TrIZ pomozhet podderzhat' uroven' dobychi nefi v Rossii* (Stimulation of unconventional reserve development maintains oil production level in Russia). *Oil&Gas Journal Russia*, 2015, No. 6–7, pp. 6–11 (in Russian)
 9. T.N. Smagina, M.A. Volkov, V.K. Rybak, A.G. Kuznetsov, V.L. Novopashina *Problemy izucheniya zalezhey nefi v otlozheniyah tyumenskoj svity Krasnoleninskogo mestorozhdeniya* (Oil reservoir analysis in Tyumen suite of Krasnoleninskoye field). *Neftyanoye khozyaistvo*, 2010, No. 11, pp. 24-27 (in Russian)
 10. A. Platunov, M. Nikolaev, F. Leskin, Z. Klauder, U. Masalkin, I. Davidenko, V. Fedotov, A. Murzinov *Mnogostadijnyj GRP na gorizontальной skvazhine v plastah tyumenskoj svity Em-Egovskoy ploshchadi Krasnoleninskoy gruppy mestorozhdenij v Zapadnoj Sibiri* (Multi-stage fracturing in a horizontal well drilled in Tyumen suite deposits of Em-Yegovsky area in Krasnoleninsky group of fields, West Siberia). SPE 161974, 2012. (in Russian)
 11. D.S. Smirnov, G.M. Nemirovich, O.N. Chezganova, R.A. Gnilitsky, A.S. Timchuk, M.N. Nikolaev *Tekhnologiya razrabotki nizkopronicaemykh kollektorov s ispol'zovaniem gorizontallykh skvazhin s mnogostadijnym GRP* (Development of low-permeability reservoirs by multi-fractured horizontal wells). *Nauka i TEK*, 2012, No. 9, pp. 22-17 (in Russian)
 12. G.M. Nemirovich, R. Islamgaliev *Gorizontallye bureniya s MGRP – dostup k trudnoizvlekaemykh zapasam tyumenskoj svity Krasnoleninskogo mestorozhdeniya* (Horizontal drilling with multi-stage fracturing gives access to hard-to-recover reserves in Krasnoleninskoye field). SPE 171325-RU, 2014 (in Russian)
 13. D.V. Yemelianov, A.V. Zharkov, D.S. Smirnov, A.S. Glebov, I.A. Likhoded *Sovremennyye podhody k soprovozhdeniyu bureniya gorizontallykh skvazhin dlya nizkopronicaemykh ob"ektov tyumenskoj svity Krasnoleninskogo mestorozhdeniya* (A modern approach to horizontal drilling services for low-permeability reservoirs in Krasnoleninskoye field). *Neftyanoye khozyaistvo*, 2015, No. 10, pp. 22-26 (in Russian).
 14. A.A. Sevastianov, K.V. Korovin, O.P. Zotova, D.I. Zubarev *Perspektivy razrabotki otlozhenij tyumenskoj svity na territorii HMAO-YUgry* (Prospects for development of Tyumen suite formations in KhMAO-YUgra) *Uspekhi sovremennogo estestvoznaniya [Advances in current natural sciences]*, 2016, No. 12, pp. 444-448 (in Russian)

Сведения об авторах

Плиткина Юлия Александровна, начальник отдела сопровождения разработки Ем-Еговской площади, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Российская Федерация
E-mail: YAPlitkina@tnnc.rosneft.ru

Патраков Дмитрий Павлович, начальник управления по геологии и разработке месторождений Няганьнефтегаз, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Российская Федерация
E-mail: DPPatratkov@tnnc.rosneft.ru

Глебов Алексей Сергеевич, начальник отдела сопровождения бурения, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Российская Федерация
E-mail: ASGlebov@tnnc.rosneft.ru

Лиходед Иван Алексеевич, менеджер по разработке, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Российская Федерация
E-mail: IALikhoded@tnnc.rosneft.ru

Емельянов Дмитрий Васильевич, АО «РН-Няганьнефтегаз», г. Тюмень, Российская Федерация
E-mail: DVEmelyanov@nng.rosneft.ru

Authors

Plitkina Yu.A., Head of Em-Yegovsky Area Development Department, ООО Tyumenskij neftyanoj nauchnyj centr (Tyumen Petroleum Research Centre), Tyumen, Russian Federation
E-mail: YAPlitkina@tnnc.rosneft.ru

Patratkov D.P., Head of Oilfield Geology and Development Department, ООО Tyumenskij neftyanoj nauchnyj centr (Tyumen Petroleum Research Centre), Tyumen, Russian Federation
E-mail: DPPatratkov@tnnc.rosneft.ru

Glebov A.S., Head of Drilling Services Department, ООО Tyumenskij neftyanoj nauchnyj centr (Tyumen Petroleum Research Centre), Tyumen, Russian Federation
E-mail: ASGlebov@tnnc.rosneft.ru

Likhoded I.A., Development Manager, ООО Tyumenskij neftyanoj nauchnyj centr (Tyumen Petroleum Research Centre), Tyumen, Russian Federation
E-mail: IALikhoded@tnnc.rosneft.ru

Yemelianov D.V., АО RN-Nyaganneft, Tyumen, Russian Federation
E-mail: DVEmelyanov@nng.rosneft.ru

Плиткина Юлия Александровна
625048, Российская Федерация
г. Тюмень, ул. М. Горького 42
тел.: +7 (3452) 52-90-90 доб. 6581
E-mail: YAPlitkina@tnnc.rosneft.ru