

**Геологическая модель и обоснование оптимального размещения
скважин на объектах тюменской свиты западной части
Ханты-Мансийского автономного округа — Югры**

С. Р. Бембель^{1*}, Р. В. Авершин², Р. М. Бембель¹, В. И. Кислухин¹

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

²Тюменское отделение «СургутНИПИнефть», г. Тюмень, Россия

*e-mail: bembel_gsr@mail.ru

Аннотация. Тюменские отложения средней юры в последнее десятилетие являются одними из самых вовлекаемых в разработку нефтяных объектов на территории Ханты-Мансийского автономного округа — Югры. Объект ЮК2-5, извлекаемые запасы нефти которого на Краснотенском своде составляют несколько сотен миллионов тонн, представлен сложным переслаиванием слабопроницаемых линз песчано-алевритовых разностей и глинистых перемишек, с низкими фильтрационно-емкостными характеристиками. По показателю проницаемости коллекторов запасы объекта отнесены к трудно-извлекаемым.

Эффективных технологий для вовлечения в разработку запасов подобных объектов в настоящее время нет. Применение стандартных методов бурения и эксплуатации наклонно направленных скважин в данных условиях не позволяет получить приемлемые дебиты по нефти.

На основании выполненного анализа данных сейсморазведки, корреляции разрезов скважин, геолого-промысловой информации создана геологическая модель продуктивного объекта одного из месторождений Краснотенского свода. Проведенные многоэтапные гидродинамические расчеты позволили уточнить параметры профиля горизонтальных скважин, количество и конфигурацию выполнения операций по многостадийному гидроразрыву пласта. По результатам исследований разработаны рекомендации по использованию выбранных подходов к размещению скважин, вскрытию и эксплуатации для конкретных участков месторождения с целью повышения эффективности освоения ресурсов нефти.

Ключевые слова: геологическое строение; корреляция разрезов скважин; тюменская свита; трудноизвлекаемые запасы; разрывные нарушения; эксплуатационные скважины; гидравлический разрыв пласта

**Geological model and optimal well placement substantiation at the western
part Tyumen suite layers of Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug — Ugra**

**Sergey R. Bembel^{1*}, Roman V. Avershin², Robert M. Bembel¹,
Vladimir I. Kislukhin¹**

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
²Tyumen Branch of SurgutNIPIneft, Tyumen, Russia
*e-mail: bembel_gsr@mail.ru

Abstract. The middle Jurassic Tyumen sediments have been involved in the development of oil facilities in the territory of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug — Ugra for the last decade. The Jk2-5 formation is represented by complex interlayering of poorly permeable sandy-aleurite lenses and clay barriers with low reservoir properties. Recoverable oil reserves of the Jk2-5 formation on the Krasnoleninsky arch amounts to several hundred million tons. According to the collector permeability, the reserves of the object are classified as hard-to-recover.

There are no effective technologies to involve such reserves in the development now. Standard methods of drilling and operation of inclined wells doesn't allow achieving acceptable oil production rates under these reservoir conditions.

Based on the analysis of seismic survey data, correlation of well sections, field information, a geological model of a productive reservoir on the Krasnoleninsky arch was created. The multi-step hydrodynamic calculations made it possible to clarify the parameters of the profile of horizontal wells, the number and configuration of operations for multi-stage hydraulic fracturing. Based on the results of the research, recommendations were developed to well placement, drilling and well operation for specific field areas in order to increase the oil resource development efficiency.

Key words: geological structure; correlation of well sections; Tyumen suite; hard-to-recover reserves; breaking violations; production wells; hydraulic fracturing

Введение

Объемы геолого-разведочных работ, направленных на уточнение геологического строения и перспектив продуктивности тюменских отложений средней юры в пределах Ханты-Мансийского автономного округа — Югры (ХМАО — Югры), в последнее десятилетие заметно выросли. Связано это в первую очередь со значительной выработкой залежей и ресурсов нефти в нижнемеловых отложениях, доля выявленных запасов которых изначально значительно превышала запасы юрского интервала разреза Западной Сибири. Кроме того, запасы углеводородов (УВ), содержащиеся в юрских отложениях, с самого начала освоения территории Западной Сибири значительно уступали по привлекательности освоения с точки зрения их значительно более низкой продуктивности. В первую очередь это связано с особенностями тектонического режима в процессе осадконакопления, условиями формирования и наличия коллекторов и ловушек в юрских и нижнемеловых интервалах, объемом осадочного и песчаного материала, служившего строительным материалом формирования будущих месторождений.

Неслучайно «львиная доля» запасов, относимых к разряду трудноизвлекаемых в Западной Сибири, содержится именно в среднеюрских отложениях тюменской свиты [1, 2]. Вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти требует применения дополнительных исследований как в изучении их геолого-промысловых характеристик и особенностей, так и в разработке подходов к их эффективному освоению. В отложениях тюменской свиты сосредоточено огромное количество запасов нефти, особенно в западной части ХМАО — Югры. Объект ЮК2-5, извлекаемые запасы которого на Краснolenинском своде составляют несколько сотен миллионов тонн нефти [1, 2], представлен сложным переслаиванием слабопроницае-

мых линз песчано-алевритовых разностей и глинистых перемычек, с низкими фильтрационно-емкостными характеристиками. По показателю проницаемости коллекторов запасы объекта ЮК2-5 отнесены к трудноизвлекаемым. Эффективных технологий для вовлечения в разработку запасов подобных объектов в настоящее время нет. Применение стандартных методов бурения и эксплуатации наклонно направленных скважин в данных условиях не позволяет получить приемлемые дебиты по нефти.

Объект исследования и его геологические особенности

Исследуемая площадь расположена в Красноленинском нефтегазоносном районе Красноленинской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [3]. На площади и в непосредственной близости находятся несколько разрабатываемых нефтяных месторождений.

В тектоническом отношении участок исследований расположен в пределах двух складчатых систем, разграничивающихся глубинными разломами. Основная часть площади относится к Уват-Ханты-Мансийскому срединному массиву и расположена на северо-западе Красноленинского выступа в области байкальской складчатости, переработанной герцинским тектогенезом, является структурой дейтероорогенного этапа развития в виде выступов-горстов фундамента. Западная часть площади относится к Шеркалинскому мегасинклинорию в области позднегерцинской складчатости и является синклинойной зоной унаследованного типа развития.

По данным грави- и магниторазведки на западе участка в меридиональном направлении проходит граница геоблоков земной коры, в субширотном направлении площадь пересекает крупный разлом фундамента [3].

В пределах площади исследований выявлены залежи нефти в доюрских образованиях (палеозойские образования, триасовые отложения), в отложениях тюменской (группа пластов ЮК2-5), абалакской (пласт ЮК1), тутлеймской (пласт ЮК0), викуловской (пласт ВК1) свит.

Пласты ЮК2, ЮК3, ЮК4 и ЮК5 в этой части Красноленинского свода на группе месторождений объединены в один объект разработки — ЮК2-5, так как представляют собой единую гидродинамическую систему.

Стратиграфическая полнота разреза тюменской свиты на участке исследований и соседних площадях определялась палеоструктурным планом. Основное накопление осадочного материала происходило в центральной и западной частях Рогожниковско-Ляминской зоны перед наиболее выраженными выступами фундамента [3, 4]. В наиболее приподнятых зонах по данным бурения наблюдается резкое сокращение общих толщин свиты, а участками почти полное выпадение из разрезов осадков тюменской свиты — здесь породы фундамента перекрываются маломощными осадочными отложениями. С увеличением глубины кровли фундамента наблюдается увеличение общей толщины пласта ЮК2-5 [4, 5].

Породы пласта ЮК2-5 формировались в условиях резкого перехода от континентальных к морским обстановкам осадконакопления. Породы представлены комплексами аллювиальных, прибрежно-континентальных и прибрежно-морских осадков. Коллекторы — песчаники и алевриты

средне- и мелкозернистые с глинистым и глинисто-карбонатным цементом. Тип коллектора — поровый, трещинно-поровый.

Методы исследований и экспериментальная часть

Основной информацией для анализа и создания геологической модели объекта ЮК2-5 послужили данные глубокого поисково-разведочного и эксплуатационного бурения; опробования, испытания и динамики работы скважин; результаты интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС) и детальной корреляции разрезов скважин; данные исследований керна; материалы обработки и интерпретации 3D-сейсморазведки, работами которой покрыта большая часть площади исследований.

Создание концептуальной модели залежи объекта ЮК2-5 основано на представлениях о тектоническом развитии территории, роли глубинных разломов как в процессе формирования структурных форм, направлений источников сноса осадочного материала, так и приуроченности основных продуктивных участков УВ к зонам разломов, дробления и трещиноватости. Таким образом, одним из основных факторов, оказавших влияние на формирование в данном регионе такого количества многопластовых месторождений — от фундамента до верхних этажей осадочного чехла, с большой уверенностью можно назвать наличие разрывных нарушений — проводников флюидодинамических потоков, заполнивших резервуары и ловушки осадочного чехла [6–8].

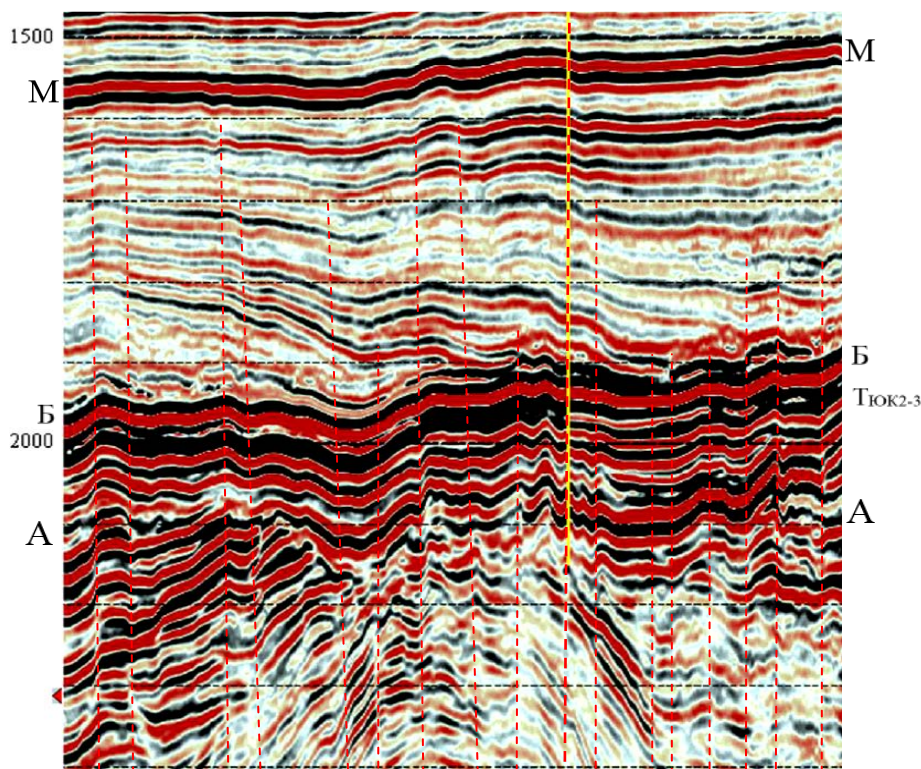


Рис. 1. Фрагмент временного разреза на площади исследований
(красным пунктиром показаны выявленные разрывные нарушения)

Активность геодинамических процессов изучаемой территории подтверждают материалы сейсмических разрезов, где прослежено множество разрывных нарушений (рис. 1), пронизывающих интервалы доюрского комплекса — ниже отражающего горизонта (ОГ) А, приуроченного к его кровле, юрский интервал — между ОГ А и Б (кровля тутлеймской свиты — аналога баженовской свиты в Широтном Приобье Западной Сибири). Значительная часть разрывных нарушений прослеживается также в нижнемеловых интервалах между ОГ Б и М (кошайская пачка, пласт АК1-2).

В качестве кровли объекта ЮК2-5 при создании геологической модели использована структурная карта по ОГ Т_{ЮК2-3}, приуроченному к кровле тюменской свиты (см. рис. 1).

Формирование отложений объекта ЮК2-5 в сложных полифациальных обстановках обусловило значительную латеральную и вертикальную неоднородность как в распространении пород-коллекторов, так и в изменении их петрофизических параметров. Отложения характеризуются невысокой пористостью, низкой проницаемостью и повышенной начальной водонасыщенностью [9].

С целью создания адекватной геологической модели была выполнена детальная корреляция разрезов всех поисково-разведочных [9] и эксплуатационных скважин в интервале отложений тюменской свиты с привязкой данных керн (рис. 2).

Песчаные пласты в разрезе тюменской свиты не выдержаны по толщине и простираению, характеризуются относительно низкими коллекторскими свойствами. Формирование нижней и средней подсвит происходило в условиях низменной аккумулятивной аллювиально-озерной равнины, осложненной выступами древних пород, временами заливаемой морем. В составе верхней подсвиты появляются прослой переходного прибрежно-морского генезиса, обусловленные началом келловейской трансгрессии моря [9].

В литологическом отношении разрез свиты представлен неравномерным, вплоть до тонкого, переслаиванием глин, алевролитов, песчаников и углей. В зонах прилегания к доюрским образованиям происходит опесчанивание разреза, появляются прослой конгломератов и гравелитов. Породы в значительной степени обогащены углистым детритом, встречаются пропластки и линзы карбонатных разностей [9].

Выполненная детальная корреляция разрезов скважин позволила проследить в пределах объекта ЮК2-5 отдельные пласты — ЮК2-3, ЮК4 и ЮК5, в пределах которых прослежены отдельные пачки с изолированными продуктивными линзами коллекторов.

Пласт ЮК2 представлен отложениями прибрежно-континентального и прибрежно-морского генезиса. Коллекторы приурочены к серии песчано-алевритовых тел, связанных с деятельностью приливных дельт, приливно-отливных отмелей, приливных каналов. Осадконакопление пласта ЮК3 проходило в условиях прибрежной равнины, подтапливаемой морем. Коллекторы связаны с песчано-алевритовыми отложениями мелких конусов выноса прибрежного залива и конусов выноса надводной части прибрежной равнины.

Верхние пласты ЮК2 и ЮК3 имеют покровное строение, и почти во всех скважинах вскрыты нефтенасыщенные коллекторы мощностью до 2–6 м.

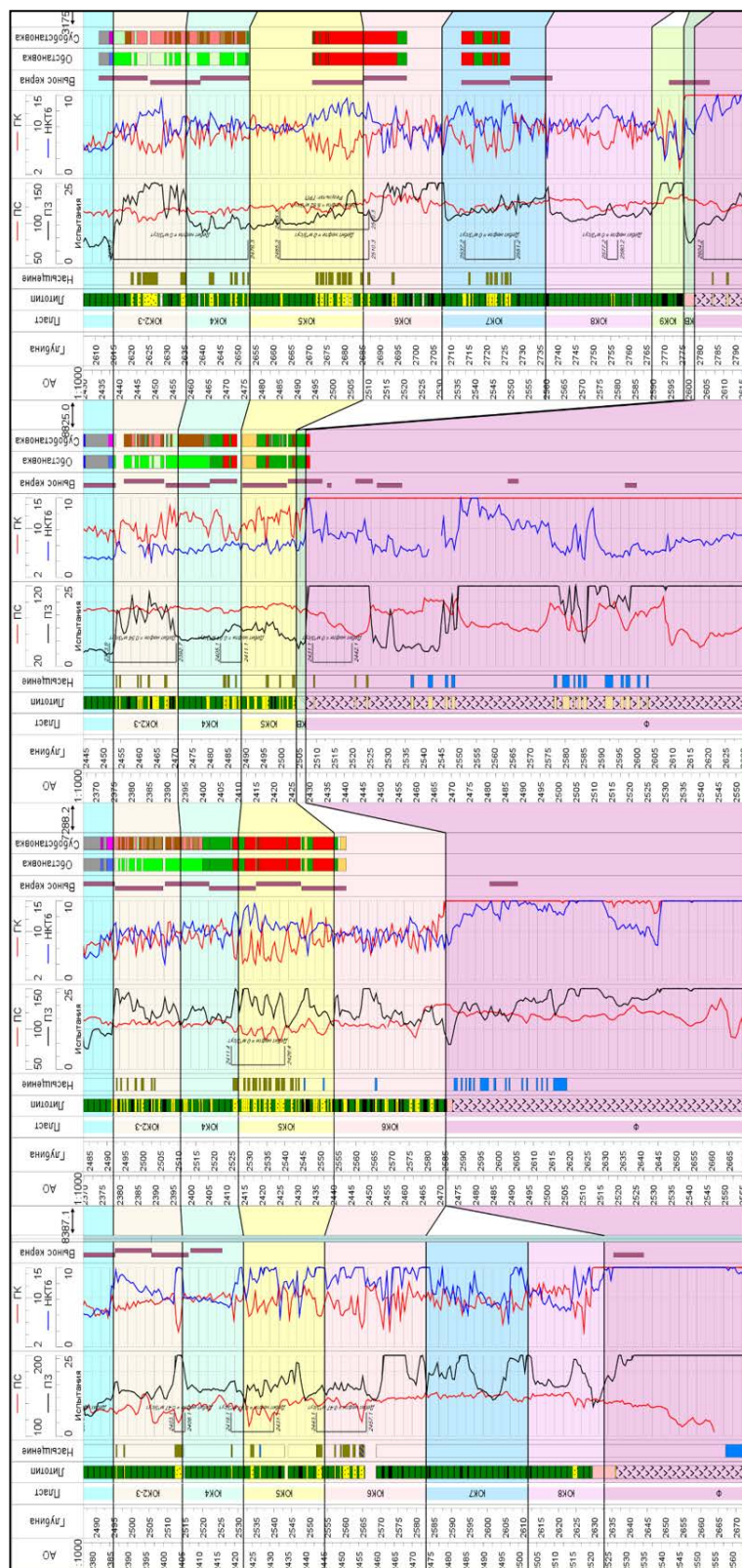


Рис. 2. Пример корреляции пластов тюменской свиты

Формирование пластов ЮК4–ЮК5 происходило в континентальных условиях осадконакопления в пределах аккумулятивной аллювиальной долины. Коллекторы сосредоточены в сложно построенных многоярусных песчаных русловых телах и представлены отдельными песчано-алевритовыми линзами эффективной мощностью от 0,4 до 9,6 м (в целом по пласту ЮК4) и от 0,8 до 11,0 м (в целом по пласту ЮК5). В связи со сложным строением внутри пластов ЮК4 и ЮК5 выделены пачки, соответствующие циклам их седиментации. Эффективная нефтенасыщенная толщина по отдельным пачкам пласта ЮК4 составляет от 0,6 до 3,8 м, по пачкам пласта ЮК5 — от 0,5 до 8,2 м.

Большая изменчивость разреза по площади месторождения, несоответствие разрезов близлежащих скважин (выклинивание подстилающих пластов вследствие наличия на площади локальных высокоамплитудных выступов доюрских образований) характерны для отложений тюменской свиты рассматриваемого участка.

Коллекторы пласта ЮК2-5 характеризуются низкими значениями фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), низкими значениями коэффициента нефтенасыщенности (0,48 д.ед.). Запасы нефти залежей объекта ЮК2-5 отнесены к трудноизвлекаемым.

Результаты выполненных построений на основе анализа всей имеющейся геолого-геофизической информации

Ловушки и залежи УВ в группе пластов ЮК2-5 обладают достаточно специфическими и характерными признаками. Как было сказано выше, в разрезе объекта ЮК2-5 выделено несколько отдельно прослеженных интервалов, в пределах которых выделены пласты ЮК2-3, ЮК4 и ЮК5.

Почти во всех скважинах, вскрывших интервал пласта ЮК2-3, отмечено присутствие коллектора. Доказанная продуктивность скважин в основном приурочена к ближайшим окрестностям выделенных локальных поднятий. В погруженных частях площади в основном дебитов нефти не получено ни в одной из пробуренных скважин. Такое распространение коллекторов пласта ЮК2-3 обусловлено особенностями режима его осадконакопления [9].

Характер распространения и развития линз коллектора пластов ЮК4 и ЮК5 также определялся, по-видимому, условиями формирования осадков. На рассматриваемом участке линзы коллекторов указанных пластов распространены спорадически. На данном этапе изученности поисково-разведочным и эксплуатационным бурением определенных закономерностей в их распространении не обнаружено. Одним из признаков является приуроченность локальных участков с повышенными эффективными мощностями коллекторов пластов ЮК4 и ЮК5 к склоновым частям положительных структур.

Касательно насыщения выявленных ловушек нефтью следует отметить невысокий коэффициент насыщенности, составляющий 0,48 д.ед. Кроме того, по разрезу и площади выделено несколько десятков разобщенных песчано-алевритовых линз с индивидуальными водонефтяными контактами (ВНК). Основываясь на позициях концепции глубинной нефти [6–8], которой придерживаются авторы, механизм заполнения подобных ловушек представляет собой миграцию УВ по субвертикально направленным раз-

рывным нарушениям и трещинам. Район исследований характеризуется активными тектоническими нарушениями, подтвержденными как материалами сейсморазведки, так и с помощью других геофизических методов [3, 7].

Низкие ФЕС коллекторов тюменской свиты, к которым приурочены пласты группы ЮК2-5, сложное распределение их по разрезу и площади привели к формированию большой по площади и высоте нефтяной залежи, представленной набором отдельных линз со своими контактами и особенностями. Снизу вверх залежь представляет собой своего рода «слоеный пирог» мощностью 60–80 метров, в средней и нижней части которого неравномерно распределены локальные линзы коллектора с разным насыщением — чисто нефтяные, нефтеводяные, водонасыщенные. По характеру ограничения линзы в основном литологически ограниченные, частично с тектоническими экранами (рис. 3). Последние, в свою очередь, могли быть проводниками или каналами для заполнения песчаных линз-ловушек.

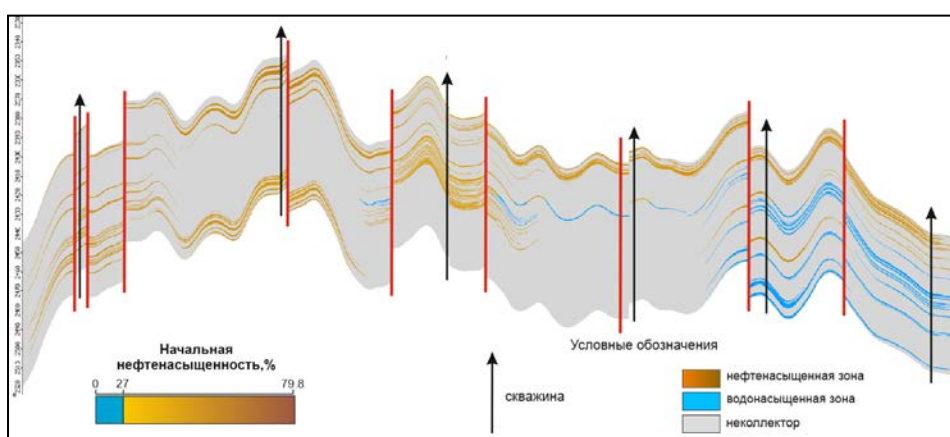


Рис. 3. Пример геологического разреза пластов тюменской свиты

По существующим геолого-геофизическим данным и публикациям в интервале пластов ЮК4 и ЮК5 основные перспективы обычно связаны с палеорусловыми телами [5, 9–12]. Как правило, таковые можно отследить на материалах высокоразрешающей 3D-сейсморазведки при хорошем качестве полевого материала и соответствующих способах его обработки [13]. В данном случае имеющаяся информация по бурению, по исследованиям керна, по данным ГИС и сейсморазведки позволила только констатировать вероятность существования на площади подобных сложно построенных, но потенциально высокопродуктивных объектов в интервале пластов ЮК4 и ЮК5.

Вернувшись к описанию строения залежи объекта в целом, следует сказать, что его верхние пласты ЮК2-3 распространены покровно на всей площади участка, за исключением погруженных его частей. В верхней части разреза (пласт ЮК2-3) все коллекторы в основном нефтенасыщенные. Скачки и изменения ВНК отдельных изолированных линз зафиксированы в среднем и нижнем интервале объекта ЮК2-5, в пластах ЮК4 и ЮК5.

Коллекторы верхней части объекта ЮК2-5 (пласт ЮК2-3) в основном гидродинамически связаны между собой. Исключением могут служить отдельные участки ухудшения ФЕС, служащие экранами для фильтрации УВ.

Средняя и нижняя часть, представленная отдельными линзами в пластах ЮК4 и ЮК5, гидродинамически разобщена.

В соответствии с представлением о таком строении нефтяной залежи необходимо использование наиболее эффективных методов и подходов к ее освоению и разработке. Запасы нефти залежей тюменской свиты в настоящее время традиционно считаются трудноизвлекаемыми запасами [1, 2, 14]. Обусловлено это условиями формирования и строения ее резервуаров-коллекторов и их низкими ФЕС.

Эффективность реализуемой системы разработки в процессе доразведки и изучения месторождений

Разработка продуктивных отложений тюменской свиты на месторождениях Краснотуркменского свода ведется более 20 лет. С самого начала ввода в освоение и разработку нефтяных объектов с описанными выше характеристиками бурение эксплуатационных скважин выполнялось с применением наклонно направленных скважин с различной плотностью сетки скважин. Низкая эффективность использованных подходов к освоению залежей тюменской свиты обусловлена сложным строением резервуара и его очень низкими ФЕС.

Поиски эффективных способов и методов эксплуатации подобных объектов, запасы нефти которых общепризнаны трудноизвлекаемыми, актуальны и по сегодняшний день [14–19]. Кроме замены скважин с наклонно направленных на горизонтальные основным методом повышения эффективности освоения таких залежей является применение операции гидравлического разрыва пласта (ГРП).

Используемые сегодня технологии вскрытия пластов тюменской свиты (вертикально направленные скважины с большеобъемным ГРП) дают низкие результаты продуктивности скважин, характеризуются высокими темпами падения дебитов (в среднем 60 % и более в первый год, что связано с падением пластового давления, вследствие чего происходит разгазирование нефти в пласте) и, как следствие, низкими показателями коэффициента извлечения нефти [17]. Эффективность ГРП в вертикальных скважинах невелика из-за особенностей строения и распространения пластов.

Традиционная система поддержания пластового давления (ППД) с заводнением на вертикальных скважинах в тюменской свите низкокэффективна или не работает вовсе, так как продвижение фронта закачиваемой жидкости в радиальном направлении происходит крайне неравномерно, что обусловлено низкой связанностью коллектора в отложениях. Вопрос эффективной работы системы ППД заслуживает отдельного внимания. Решение этой технологической проблемы может позволить существенно повысить нефтеотдачу залежей тюменской свиты.

Для повышения эффективности выработки запасов нефти из объектов тюменской свиты около 10 лет назад начаты опытно-промышленные работы по применению компоновок многосекционного гидравлического разрыва пласта (МС ГРП) в горизонтальных скважинах. Накопленный опыт за этот период показал, что средний входной дебит нефти по скважине с МС ГРП в 2 раза превышает дебит наклонно направленной скважины; а накопленная добыча нефти на одну скважину с МС ГРП за первые семь месяцев эксплуатации более чем в 2 раза выше, чем на одну наклонно направленную скважину. В схожих геологических условиях входные дебиты нефти горизонтальных скважин с МС ГРП выше, чем наклонно направленных.

Пути дальнейшего повышения эффективности МС ГРП технологически можно достичь за счет кратного увеличения количества стадий проведения ГРП. В качестве технических решений в условиях объектов с трудноизвлекаемыми запасами рекомендуется проведение МС ГРП через селективный пакер с использованием «разрывных муфт», проведение многоэтапных «струйных» ГРП, проведение МС ГРП с последовательной изоляцией стимулированных зон пакер-пробками [20, 21].

Эффективность применения технологии МС ГРП на залежах тюменской свиты может снижаться из-за высокой фациальной изменчивости свойств пластов. В связи с этим требуется ее опытно-промышленная отработка на каждом конкретном месторождении с целью снятия таких неопределенностей, как плотность сетки бурения и геометрия скважин; длина горизонтального участка добывающих скважин; расстояние между точками проведения операций ГРП в скважине.

Особенности применяемых технологий не позволяют их использовать в большем объеме по причине их высокой стоимости. В связи с этим для разработки методов и технологий предлагается выбрать наиболее обустроенные участки объекта ЮК2-5 на данной территории. Для подбора индивидуальных технических характеристик и рекомендаций по выбору технологий МС ГРП, расстановки скважин на площади с учетом конкретных геологических условий создана цифровая геологическая модель объекта ЮК2-5. По результатам исследований коллекторских свойств пласта ЮК2-5 по скважинам с МС ГРП геологическая модель создана со следующими параметрами: средняя проницаемость — $0,4 \cdot 10^{-3}$ мкм², пористость — 0,14 д.ед., нефтенасыщенность — 0,45 д.ед., эффективная толщина объекта — 11,4 м. На гидродинамической модели выполнена настройка на входной дебит нефти (фактический для данного месторождения) для выбора режима работы скважины, наиболее точно описывающего реальные условия.

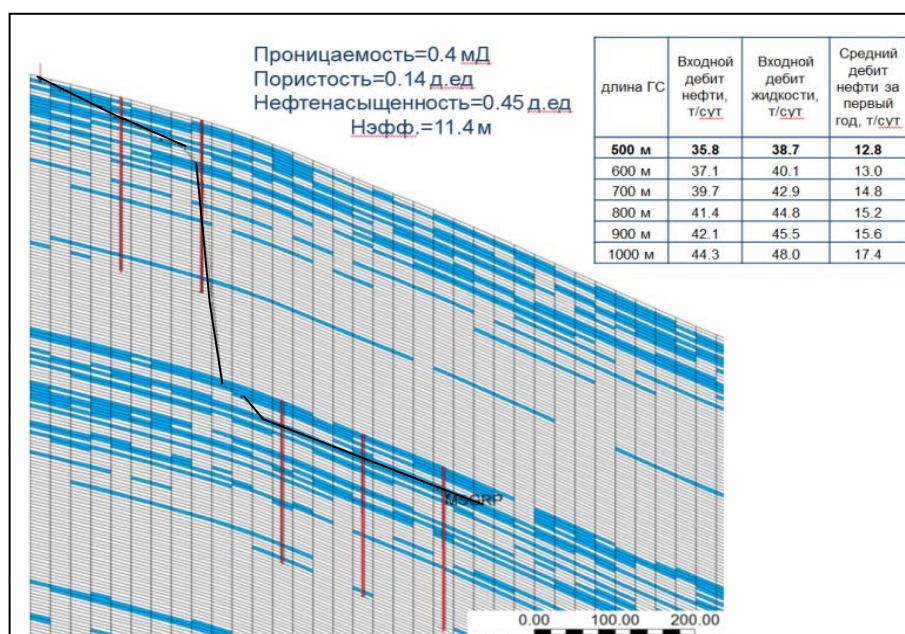


Рис. 4. Подбор входного дебита нефти при стохастическом распределении коллектора в геолого-гидродинамической модели объекта ЮК2-5

Пример стохастического распределения коллектора в модели и расчеты по подбору входного дебита нефти приведены на рисунке 4.

Расчет произведен на основании усредненной геологической модели с целью выбора оптимального расстояния между портами при проведении МС ГРП с одной добывающей скважиной со следующими параметрами: размер ячейки — 25×25 м, длина ствола — 1 000 м, количество портов ГРП — от 1 до 40, работа на режиме истощения.

Пример результатов расчета по выбору оптимального расстояния между портами ГРП приведен на рисунке 5.

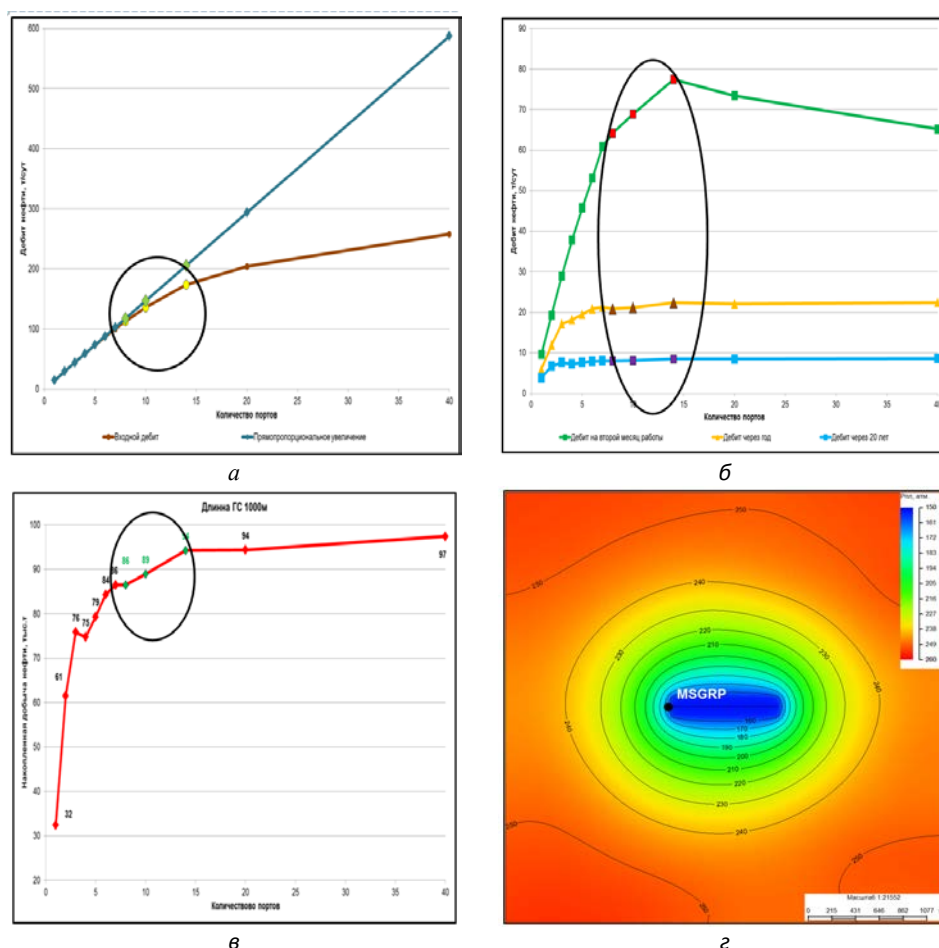


Рис. 5. Результаты расчета оптимального расстояния между портами ГРП:

а) входной дебит; б) дебит нефти за второй месяц;
в) накопленная добыча нефти за 20 лет; г) карта изобар через 20 лет
на горизонтальной скважине длиной 1 000 м и количеством портов 40

По результатам выполненных расчетов определено оптимальное расстояние между портами ГРП. В дальнейшем на модели с использованием оптимального расстояния между портами выполнены геолого-гидродинамические расчеты с целью определения оптимальной длины горизонтального ствола — с вариантами длины ствола 300, 500, 750 и 1 000 м.

На основании результатов расчетов рекомендовано оптимальное значение длины горизонтального ствола.

В дальнейшем с целью подбора наиболее оптимального расстояния между скважинами (на естественном режиме) на геолого-гидродинамической модели с двумя добывающими скважинами выполнен расчет с проведением МС ГРП. При этом длина горизонтальной скважины (ГС) и расстояние между портами МС ГРП приняты на основании предыдущих расчетов, выявивших оптимальные параметры длины ГС и расстояние между портами. Показатели результатов выполненных расчетов по выбору оптимального расстояния между скважинами приведены на рисунке 6.

По результатам расчетов рекомендовано оптимальное расстояние между скважинами, выполнены расчеты изменения энергетического состояния объекта ЮК2-5.

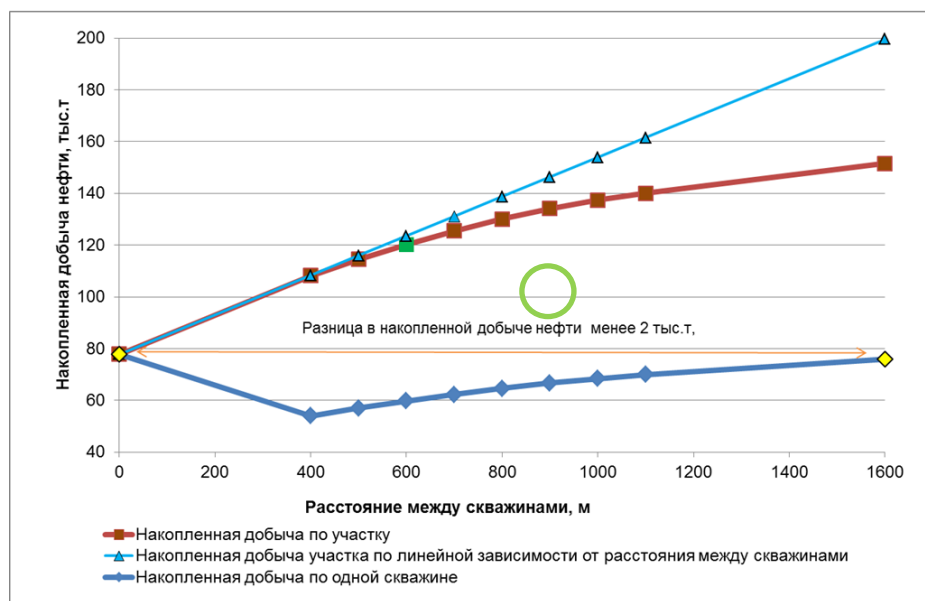


Рис. 6. Результаты расчетов оптимального расстояния между скважинами

Рекомендации

Прогнозная оценка геологических запасов нефти объектов тюменских отложений на Краснотенинском своде может превышать несколько сотен миллионов тонн извлекаемых запасов. Для подтверждения и открытия новых залежей и расширения известных залежей необходимо заложить дополнительно несколько десятков поисково-разведочных скважин. Для освоения и эффективной разработки трудноизвлекаемых запасов нефти этих объектов необходимо в дальнейшем отработать технологии на «модельных» участках перед массовым их применением на большинстве залежей и месторождений.

В качестве основных рекомендаций по расположению проектных поисково-разведочных скважин следует отметить, что большинство ранее пробуренных скважин закладывалось в сводах положительных структур, выявленных по данным сейсморазведки. В соответствии с геологическими особенностями территории, описанными выше, мощность общих и эффективных

толщин объекта ЮК2-5 существенно сокращается на участках выступов доюрских образований, а наибольшими значениями эффективных толщин характеризуются участки палеосклонов таких поднятий и палеоврезов доюрского основания. Соответственно, наибольшими перспективами с точки зрения вскрытия повышенных продуктивных толщин объекта ЮК2-5 обладают наиболее «крутые» склоны выраженных выступов фундамента.

В качестве рекомендаций по освоению залежей, подобных рассмотренной выше залежи объекта ЮК2-5, следует сказать о перечне основных необходимых последовательных этапах выполнения работ:

- анализ геолого-геофизической информации; детальная корреляция разрезов скважин с привязкой кернового материала;
- создание цифровой геологической модели;
- создание геолого-гидродинамической модели и проведение расчетов (в том числе экономических) с учетом распределения коллекторов и ФЕС;
- обоснование выбранных способов и технологий проведения операций МС ГРП, расстановки скважин;
- опробование выбранной технологии на первоочередных участках месторождения;
- тиражирование технологии на всю площадь залежи либо ее доработка.

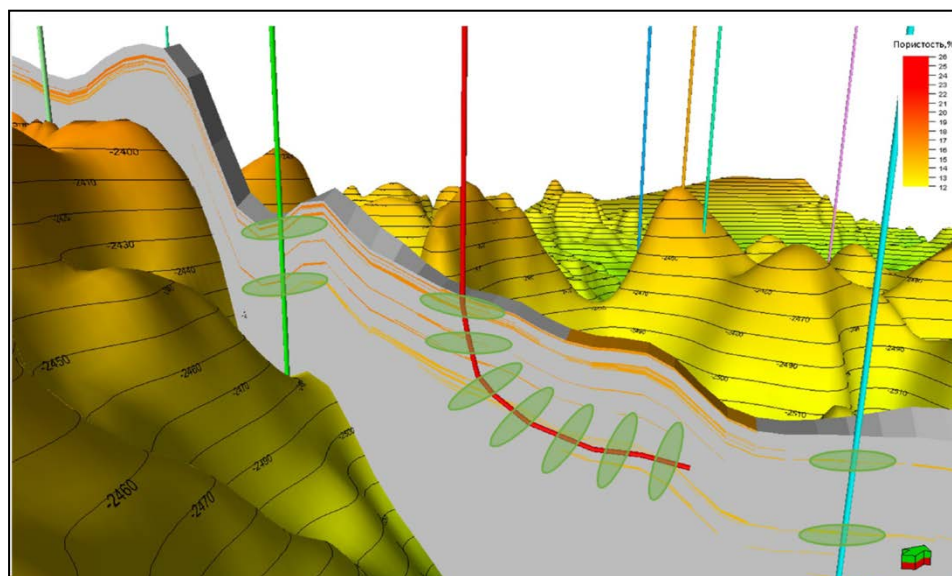


Рис. 7. Пример расположения портов ГРП в наклонных и горизонтальных скважинах с учетом разреза объекта ЮК2-5

Создание цифровой геологической модели подобных сложно построенных объектов всегда должно быть основано на использовании результатов 3D-сейсморазведки.

Для иллюстрации варианта размещения наклонно направленных и горизонтальных скважин с учетом геологического строения и распределения ФЕС объекта ЮК2-5 приведен рисунок 7, на котором показаны профили скважин и участки расположения портов ГРП, обеспечивающие максимальный охват продуктивных интервалов.

Выводы

Рассмотренные особенности геологического строения и геологическая модель объекта ЮК2-5 являются характерными для большинства залежей и месторождений восточной части Красноленинского свода ХМАО — Югры. Для повышения эффективности поиска, разведки и разработки таких залежей со сложным распределением коллекторов и их свойств следует применять соответствующие методы ведения нефтепоисковых работ. Кроме всего перечисленного выше, необходимо опираться на конкретные тектоно-седиментационные условия формирования территории. Такие исследования за последнее время показали свою эффективность в направлении выбора наиболее благоприятных участков для постановки поисковых геолого-разведочных работ на нефть и газ [22].

Таким образом, в качестве основы создания концептуальных моделей конкретных участков, залежей и месторождений следует принимать представления о тектоническом развитии с выделением геодинамически активных и пассивных зон. Детальный предварительный анализ, реконструкция и районирование территории по этим признакам значительно облегчат и повысят эффективность локального прогноза ловушек УВ, прогноз вторичных процессов преобразования коллекторов и залежей, включая их геометризацию.

Именно только на основе геологических моделей, имеющих в своем фундаменте подобные концептуальные модели, с позиций обоснованного прогноза особенностей геологического строения и распределения ФЕС возможны эффективное освоение запасов и разработка залежей в отложениях тюменской свиты.

Библиографический список

1. Трудноизвлекаемые запасы нефти Российской Федерации. Структура, состояние, перспективы освоения : монография / И. В. Шпуров, А. Д. Писарницкий, И. П. Пуртова, А. И. Вариченко ; под редакцией И. В. Шпурова, Ю. П. Беседовского ; Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации (Минприроды России), Федеральное агентство по недропользованию (Роснедра), Западно-Сибирский научно-исследовательский ин-т геологии и геофизики. — Тюмень : ЗапСибНИИГТ, 2012. — 256 с. — Текст : непосредственный.
2. Кузьмин, Ю. А. Характеристика трудноизвлекаемых запасов нефти месторождений Ханты-Мансийского автономного округа — Югры по критериям Минэнерго / Ю. А. Кузьмин, С. А. Филатов. — Текст : непосредственный // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. — 2012. — № 25. — С. 25–33.
3. Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского округа : атлас / Сост. ГП ХМАО «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпилемана». — Екатеринбург : ИздатНаукаСервис, 2004. — 146 с. — Изображение (картографическое ; неподвижное ; двухмерное) : непосредственное.
4. Гаврилова, Е. Н. Закономерности распространения коллекторов в отложениях тюменской свиты на западе Широкого Приобья / Е. Н. Гаврилова, В. С. Славкин, Т. Е. Ермолова. — Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. — 2010. — № 3. — С. 52–60.
5. Геологические особенности и оценка добычного потенциала отложений тюменской свиты / А. А. Севастьянов, К. В. Коровин, О. П. Зотова, Д. И. Зубарев. — Текст : непосредственный // Вестник Пермского университета. Геология. — 2017. — Т. 16, № 1. — С. 61–67.
6. Дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений (к 100-летию со дня рождения академика П. Н. Кропоткина) : [сборник докладов] / Российская академия наук, Отделение наук о Земле, Институт проблем нефти и газа ; отв. ред. А. Н. Дмитриевский, Б. М. Валяев. — Москва : ГЕОС, 2012. — 514 с. — Текст : непосредственный.

7. Бембель, С. Р. Особенности проявления современной локальной геодинамики в западной части ХМАО — Югра, их связь с очагами нефтегазоаккумуляции / С. Р. Бембель. — Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. — 2010. — № 4. — С. 8–12.
8. Бембель, С. Р. Геология и картирование особенностей строения месторождений нефти и газа Западной Сибири: монография / С. Р. Бембель ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Тюменский индустриальный университет. — Тюмень : ТИУ, 2016. — 214 с. — Текст : непосредственный.
9. Костеневич, К. А. Влияние условий формирования и постседиментационных процессов преобразования отложений на структуру пустотного пространства и фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов продуктивного горизонта тюменской свиты Красноленинского свода / К. А. Костеневич, О. И. Белоус, С. А. Слюнкина. — Текст : непосредственный // Современные проблемы седиментологии в нефтегазовом инжиниринге: труды III Всероссийского научно-практического седиментологического совещания, 10–12 апреля 2017 г. — Томск : Изд-во ЦППС НД, 2017. — С. 84–90.
10. Влияние литологических особенностей пород на процессы разведки и разработки юрских отложений Широкого Приобья / И. М. Кос, Е. П. Кропотова, Т. А. Коровина [и др.]. — Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. — 2004. — № 2. — С. 70–73.
11. Особенности геологического строения и перспективы нефтеносности среднеюрских отложений северных районов территории деятельности ОАО «Сургутнефтегаз» в Широком Приобье / Г. А. Куриленкова, И. Ш. Усманов, Ю. М. Меленюк, И. В. Шакирова. — Текст : непосредственный // Вопросы геологии, бурения и разработки нефтяных и газонефтяных месторождений Сургутского региона : сборник научных трудов «СургутНИПИнефть». — Москва : Нефтяное хозяйство, 2012. — Вып. 12. — С. 3–11.
12. Бембель, С. Р. Геологические модели залежей нефти тюменской свиты в западной части ХМАО — Югры / С. Р. Бембель. — Текст : непосредственный // Трудноизвлекаемые запасы нефти и газа. Проблемы, исследования и инновации: материалы Всероссийской научно-практической конференции, УГНТУ, 15 мая 2019 г. — Уфа : УГНТУ, 2019. — С. 24–25.
13. Бронскова, Е. И. Комплексный анализ геологического строения Апрельского месторождения для эффективности доразведки и разработки залежей в тюменской свите / Е. И. Бронскова. — Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2016. — № 8. — С. 36–44.
14. Шпуров, И. В. Геолого-технологическое моделирование и разработка месторождений нефти юрских отложений Западной Сибири: монография / И. В. Шпуров. — Санкт-Петербург : Недра, 2013. — 208 с. — Текст : непосредственный.
15. Опыт сопровождения горизонтальных скважин на фациально-изменчивые низкопроницаемые коллекторы тюменской свиты Красноленинского месторождения / Д. В. Емельянов, А. В. Жарков, А. С. Глебов, И. А. Лихоход. — Текст : непосредственный // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». — 2016. — № 4. — С. 48–51.
16. Перспективы ресурсной базы природных резервуаров тюменской свиты в связи с применением новых технологических решений / М. П. Голованова, Н. С. Шик, В. С. Славкин, Т. Е. Ермолова. — Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. — 2002. — № 3. — С. 7–14.
17. Клубков, С. В. Стимулирование разработки ТРИЗ поможет поддержать уровень добычи нефти в России / С. В. Клубков. — Текст : непосредственный // Oil & Gas Journal Russia. — 2015. — № 6. — С. 6–11.
18. Медведев, Н. Я. Геотехнологические основы разработки залежей с трудноизвлекаемыми запасами нефти / Н. Я. Медведев. — Москва : ВНИИОЭНГ, 1997. — 336 с. — Текст : непосредственный.
19. Хузин, Р. Р. Геотехнологические основы освоения трудноизвлекаемых запасов мелких сложнопостроенных месторождений нефти / Р. Р. Хузин. — Самара : Нефть. Газ. Новации, 2012. — 384 с. — Текст : непосредственный.
20. Верховцев, П. Н. Опыт проведения многостадийного гидроразрыва пласт в горизонтальных скважинах ОАО «РН-Няганьнефтегаз» / П. Н. Верховцев, М. В. Елесин, Р. Ф. Исламгалиев. — Текст : непосредственный // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». — 2014. — № 2. — С. 19–22.
21. Развитие технологии многостадийного гидроразрыва пласта в ОАО «Самотлорнефтегаз» / Р. Р. Гайфуллин, В. В. Горин, А. С. Грищенко [и др.]. — Текст : непосредственный // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». — 2014. — № 2. — С. 23–30.

22. Горбунов, П. А. Особенности прогноза нефтегазоносности северной части Западно-Сибирской плиты на основе модели тектонической дислоцированности осадочного чехла / П. А. Горбунов, С. В. Воробьев, С. Р. Бембель. – Текст : электронный // Вестник Евразийской науки. – 2020. – № 1, Том 12. – URL: <https://esj.today/PDF/60NZVN120.pdf> (дата обращения: 02.03.2020).

References

1. Shpurov, I. V., Pisarnitskiy, A. D., Purtova, I. P., & Varichenko, A. I. (2012). Trudnoizvlekaemye zapasy nefti Rossiyskoy Federatsii. Struktura, sostoyanie, perspektivy osvoeniya. Tyumen, ZapSibNIIGG Publ., 256 p. (In Russian).
2. Kuzmin, Yu. A., & Filatov, S. A. (2012). Kharakteristika trudnoizvlekaemykh zasposov nefti mestorozhdeniy KKhanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga - Yugry po kriteriyam Minenergo. Vestnik nedropol'zovatelya Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga, (25), pp. 25-33. (In Russian).
3. Geologiya i neftegazonosnost' Khanty-Mansiyskogo okruga: atlas (2004). Ekaterinburg, IzdatNaukaServis Publ., 146 p. (In Russian).
4. Gavrilova, E. N., Slavkin, V. S., & Ermolova, T. E. (2010). Reservoir distribution regularities in Tyumen suite deposits on the west of Latitudinal Priobie. Oil and gas geology (3), pp. 52-60. (In Russian).
5. Sevastyanov, A. A., Korovin, K. V., Zotova, O. P., & Zubarev, D. I. (2017). Geological characteristics and assessment of the potential production of the Tyumen suite deposits. Bulletin of Perm University. Geology, 16(1), pp. 61-67. (In Russian).
6. Dmitrievskiy, A. N., & Valyaev, B. M. (Eds.). (2012). Degazatsiya Zemli i genezis neftegazovykh mestorozhdeniy (k 100-letiyu so dnya rozhdeniya akademika P. N. Kropotkina). Moscow, GEOS Publ., 514 p. (In Russian).
7. Bembel, S. R. (2010). Manifestation features of present local geodynamics in the western part of Khmao - Yugra, their relation with zones of oil and gas accumulation. Oil and gas geology, (4), pp. 8-12. (In Russian).
8. Bembel, S. R. (2016). Geologiya i kartirovanie osobennostey stroeniya mestorozhdeniy nefti i gaza Zapadnoy Sibiri. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 214 p. (In Russian).
9. Kostenevich, K. A., Belous, O. I., & Slyunkina, S. A. (2017). Vliyanie usloviy formirovaniya i postsedimentatsionnykh protsessov preobrazovaniya otlozheniy na strukturu pustotnogo prostranstva i fil'tratsionno-emkostnye svoystva porod-kollektorov produktivnogo gorizonta tyumenskoy svity Krasnoleninskogo svoda. Sovremennye problemy sedimentologii v neftegazovom inzhiniringe: trudy III Vserossiyskogo nauchno-prakticheskogo sedimentologicheskogo soveshchaniya, April 10-12. Tomsk, TSPPS ND Publ., pp. 84-90. (In Russian).
10. Kos, I. M., Kropotova, E. P., Korovina, T. A., Romanov, E. A., & Fedortsov, I. V. (2004). Influence of lithology rock properties on the exploration and development processes in the wide Ob' area. Oil Industry, (2), pp. 70-73. (In Russian).
11. Kurilenkova, G. A., Usmanov, I. Sh., Melenyuk, Yu. M., & Shakirova, I. V. (2012). Osobennosti geologicheskogo stroeniya i perspektivy neftenosnosti sredneyurskikh otlozheniy severnykh rayonov territorii deyatelnosti OAO "Surgutneftegaz" v Shirotnom Priobe. Voprosy geologii, bureniya i razrabotki neftnykh i gazoneftnykh mestorozhdeniy Surgutskogo regiona: sbornik nauchnykh trudov "SurgutNIPIneft", (12). Moscow, Oil Industry Publ., pp. 3-11. (In Russian).
12. Bembel, S. R. (2019). Geologicheskie modeli zalezhey nefti tyumenskoy svity v zapadnoy chasti KHMAO - Yugry. Hard to recover oil and gas reserves. Trudnoizvlekaemye zapasy nefti i gaza. Problemy, issledovaniya i innovatsii: materialy Vserossiyskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii, May 15. Ufa, Ufa State Petroleum Technological University Publ., pp. 24-25. (In Russian).
13. Bronskova, E. I. (2016). Comprehensive analysis of April field geological structure to provide effective additional exploration and development of Tyumen suite deposits. Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, (8), pp. 36-44. (In Russian).
14. Shpurov, I. V. (2013). Geologo-tekhnologicheskoe modelirovanie i razrabotka mestorozhdeniy nefti yurskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri. St. Petersburg, Nedra Publ., 208 p. (In Russian).
15. Emelyanov, D. V., Zharkov, A. V., Glebov, A. S., & Likhoded, I. A. (2016). Maintenance of horizontal wells drilling in facies-unstable low-permeable reservoirs of Tyumen suite of Krasnoleninskoye field. Nauchno-tekhnicheskiiy vestnik OAO "NK "Rosneft", (4), pp. 48-51. (In Russian).

16. Golovanova, M. P., Shik, N. S., Slavkin, V. S., & Yermolova, T. E. (2002). Perspektivy resursnoy bazy prirodnnykh rezervuarov tyumenskoy svity v svyazi s primeneniem novykh tekhnologicheskikh resheniy. *Geologiya nefi i gaza*, (3), pp. 7-14. (In Russian).
17. Klubkov, S. V. (2015). Stimulating the development of hard-to-recover hydrocarbons will help sustain the current level of oil production in Russia. *Oil & Gas Journal Russia*, (6), pp. 6-11. (In Russian).
18. Medvedev, N. Ya. (1997). *Geotekhnologicheskie osnovy razrabotki zalezhey s trudnoizvlekaemymi zapasami nefi*. Moscow, VNIIOENG Publ., 336 p. (In Russian).
19. Khuzin, R. R. (2012). *Geotekhnologicheskie osnovy osvoeniya trudnoizvlekaemykh zapasov melkikh slozhnopostroennykh mestorozhdeniy nefi*. Samara, Neft'. Gaz. Novatsii Publ., 384 p. (In Russian).
20. Verkhovtsev, P. N., Elesin, M. V., & Islamgaliev, R. F. (2014). Opyt provedeniya mnogostadiynogo gidrorazryva plast v gorizonta'nykh skvazhinakh OAO "RN-Nyagan'neftegaz". *Nauchno-tekhnicheskiiy vestnik OAO "NK "Rosneft"*, (2), pp. 19-22. (In Russian).
21. Gaifullin, R. R., Gorin, V. V., Grishchenko, A. S., Kotelnikov, A. Yu., Kudrya S. S., & Harisov, V. R. (2014). Razvitie tekhnologii mnogostadiynogo gidrorazryva plasta v OAO "Samotlorneftegaz". *Nauchno-tekhnicheskiiy vestnik OAO "NK "Rosneft"*, (2), pp. 23-30. (In Russian).
22. Gorbunov, P.A., Vorobyev, S.V., & Bembel, S.R. (2020). Features of the forecast of oil and gas potential in the northern part of the West Siberian Plate based on the tectonic dislocation model of the sedimentary cover. *The Eurasian Scientific Journal*, 1(12). (In Russian). Available at: <https://esj.today/PDF/60NZVN120.pdf>

Сведения об авторах

Бембель Сергей Робертович, д. г.-м. н., профессор кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: bembel_gsr@mail.ru

Авершин Роман Витальевич, заместитель директора по нефтеотдаче, Тюменское отделение «СургутНИПИнефть», г. Тюмень

Бембель Роберт Михайлович, д. г.-м. н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Кислукhin Владимир Иванович, д. г.-м. н., профессор кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Sergey R. Bembel, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: bembel_gsr@mail.ru

Roman V. Avershin, Deputy Director for Oil Recovery, Tyumen Branch of SurgutNIPIneft, Tyumen

Robert M. Bembel, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Vladimir I. Kislukhin, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen