

DOI: 10.17353/2070-5379/27_2023

УДК 553.98:551.72/.732(571.56)

Чистякова Н.Ф., Драванте В.В.

Тюменский государственный университет (ТюмГУ), Тюмень, Россия, n.f.chistyakova@utmn.ru

Сивцев А.И.

Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова (СВФУ), Якутск, Россия

ОСОБЕННОСТИ СОВРЕМЕННОГО ФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКОГО ПОЛЯ ВЕНД-НИЖНЕКЕМБРИЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СРЕДНЕБОТУОБИНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА СТАДИИ КАТАГЕНЕЗА

Анализ построенных карт приведенных пластовых давлений в пластах В₅ и Б₁ позволил установить положение их пьезомаксимумов и пьезомиимумов на площади пластов, обосновать механизм формирования аномальных пластовых давлений, определить положение очагов генерации водно-углеводородных флюидов зоны катагенеза - источников залежей углеводородного сырья в венд-нижнекембрийских отложениях Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения.

Ключевые слова: *венд-нижнекембрийских отложения, современное флюидодинамическое поле, аномалия пластового давления, зона катагенеза, очаг генерации водно-углеводородных флюидов, Среднеботуобинское нефтегазоконденсатное месторождение.*

Введение

Современное флюидодинамическое поле венд-нижнекембрийских отложений Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) обусловлено историей геологического развития, геолого-геохимическими, тектоническими, температурными и гидрогеологическими условиями осадочного чехла Лено-Тунгусского нефтегазоносного бассейна, контролирующими формирование очагов генерации водно-углеводородных флюидов стадии катагенеза, зон нефтегазонакопления и обуславливающий возможность и механизм образования залежей углеводородного сырья на определенных этапах эволюции осадочного чехла. Залежи углеводородного сырья в разрезе венд-нижнекембрийских отложений Среднеботуобинского НГКМ характеризуются двумя существенными особенностями: аномально низкое пластовое давление (АНПД), которое в породах ботуобинского горизонта (венд, пласт В₅) в среднем достигает 146 атм., что ниже гидростатического давления на 40 атм.; и аномально высокое пластовое давление (АВПД), установленное в породах вышележащего осинского горизонта (нижний кембрий, пласт Б₁), составляющее, в среднем, 165 атм. и превышающее пластовое давление на 15 атм.

Теоретический анализ

Флюидодинамическое поле любого нефтегазоносного бассейна отражает процессы перемещения водно-углеводородных флюидов различного химического состава, фазового состояния, плотности, газонасыщенности, степени прогретости из очагов их генерации - нефтегазопродуцирующей породы - в ловушки. Флюидодинамическая обстановка осадочного чехла Непско-Ботуобинской антеклизы (НБА) характеризуется как гидростатическими, так и аномальными пластовыми давлениями. Проявление аномальных пластовых давлений (как высоких, так и низких) широко распространено во многих разновозрастных платформенных и геосинклинальных нефтегазоносных бассейнах мира. Пластовые давления относят к АВПД, если они превышают условное гидростатическое давление на 10% и более; в том случае, когда разность этих давлений меньше 10% и менее - к АНПД. Природе аномальных пластовых давлений, формирующихся в нефтегазоносных бассейнах и обусловленных множеством факторов: гравитационным уплотнением глинистых пород, гидродинамическими условиями территории, температурой недр, литологическим составом горных пород и их диагенезом, разнонаправленными и разновременными тектоническими процессами (в том числе соляной тектоникой), катагенезом глинистых минералов, посвящены работы В.Ф. Линецкого, К.А. Аникеева, К. Магара, В.С. Мелик-Пашаева с соавторами, А.Э. Конторовича с соавторами, А.А. Карцева с соавторами, Е.В. Кучерука, В.И. Крылова, А.Е. Гуревича, Дж. Ханта, В.М. Матусевича с соавторами, В.И. Дюнина, Н.Ф. Чистяковой, И.И. Фенина [Линецкий, 1959; Аникеев, 1964; Magara, 1971; Мелик-Пашаев, Халимов, Серегина, 1973; Конторович и др., 2007; Карцев, 1980; Карцев и др., 1989; Кучерук, Крылов, 1984; Давление пластовых..., 1987; Hunt, 1991; Матусевич, Резник, Чистякова, 1997; Дюнин, 2000; Чистякова, 2001; Фенин, 2010] и других исследователей. АВПД связаны с крупными залежами нефти и газа, имеют полигенную природу, являются положительным фактором формирования скоплений углеводородов [Абукова и др., 2019; Аникеев, 1965; Граусман, 1999; Давление пластовых..., 1987; Дюнин, 2000; Кучерук, Крылов, 1984; Линецкий, 1959; Матусевич, Резник, Чистякова, 1997; Яковлев, Семашев, 1982; Matusevich et al., 1997; Beeker, Boschi, 2002; Hunt, 1991; Magara, 1971; Sokolov et al., 2020], (А.Э. Конторович, Е.М. Хабаров, ИНГГ СО РАН, Красноярскгеофизика, 2007 г.). АНПД, проявление которых также установлено во многих разновозрастных нефтегазоносных бассейнах, различающихся литологическим составом и мощностью осадочного чехла, глубинами их наблюдения, формируются в особых геологических условиях и также отражают процессы образования залежей углеводородов [Абукова, 2007; Гинсбург, Гуревич, Резник, 1971; Глотов, Глотова, 2011; Дюнин, 2000; Карцев и др., 1989]. Генерация углеводородов в глинистых и глинисто-карбонатных нефтегазоматеринских породах обусловлена катагенетическим преобразованием самих пород

и содержащегося в них рассеянного органического вещества (РОВ). В результате повышения температуры, сопровождающей деструкцию керогена, объем образовавшихся жидких углеводородов увеличивается более чем в 200 раз, а углеводородных газов – более чем в 800 раз по сравнению с объемом порового пространства горных пород [Мелик-Пашаев, Халимов, Серегина, 1983], что создает условия для создания внутри замкнутого пространства ранее уплотнившихся глин сверхгидростатического порового давления (СГПоД). К давлению, формируемому новообразованными углеводородами, добавляется давление «возрожденной воды» [Карцев, 1980]. Существующее в закрытых порах нефтегазогенерировавших пород СГПоД приводит к деформации - растрескиванию - нефтегазоматеринской породы, реализующей свой углеводородный потенциал, обеспечивает первичную миграцию новообразованных на стадии катагенеза водно-углеводородных флюидов сначала по нефтегазогенерировавшей породе, а затем и вторичную миграцию флюидов в ловушки пластов-коллекторов, отражая новое неравновесное состояние осадочно-породного бассейна при переходе артезианского в нефтегазоносный. Для равновесной геологической системы «порода – подземные воды» стадии диагенеза, развивавшиеся в течение сотен тысяч и миллионов лет, характерен диагенетический региональный фон физических и химических параметров. При длительном и устойчивом погружении дна осадочно-породного бассейна в интервалы катагенеза, переходящие в свободное состояние новообразованные водно-углеводородные флюиды, объем которых увеличивается по сравнению с объемом исходного ОВ, десорбирующаяся с поверхности нефтегазоматеринских пород физически связанная вода и новообразующаяся при дегидратации монтмориллонита из химически связанной воды «возрожденная вода» движутся в сторону участков, где пластовое давление близко к гидростатическому и образует новые флюидодинамические системы с зонами АВПД и АНПД, гидрогеохимическими и геохимическими аномалиями, осложняющими диагенетический фон, и присущими уже катагенетическому этапу литогенеза.

Процесс формирования АВПД или АНПД за счет перераспределения водно-углеводородных флюидов зоны катагенеза между нефтегазогенерировавшей породой и ловушкой тесно связан с их взаиморасположением и выглядит следующим образом. Под действием СГПоД, образованного в толще нефтегазоматеринской породы, непосредственно залегающей на породе-коллекторе, между нефтегазогенерировавшей породой и коллектором создается новая геофлюидальная система, в которой нефтегазогенерировавшая порода, являясь зоной нового катагенетического напора водно-углеводородных флюидов в развивающемся нефтегазоносном бассейне, становится областью питания, а порода-коллектор, куда движутся новообразованные водно-углеводородные флюиды зоны катагенеза, областью разгрузки – ловушкой. Пласт-коллектор, непосредственно перекрытый

нефтегазогенерировавшей породой, реализующей свой углеводородный потенциал, принимая флюиды зоны катагенеза с энергией СГПоД, деформируется – разуплотняется. В этом коллекторе под весом вышележащих пород, обладающих энергией СГПоД, увеличение геостатической нагрузки приводит к формированию микро- и макротрещин, облегчающих и ускоряющих перемещение содержащихся в нем пластовых вод равновесной системы зоны диагенеза. Новообразованные водно-углеводородные флюиды зоны катагенеза, перемещаясь сверху вниз в зону понижения пластовых давлений, также ускоряют выход из коллектора вод артезианского бассейна предыдущего этапа литогенеза. Дополнительное сопротивление новообразованным в больших масштабах водно-углеводородным флюидам, мигрирующим сверху вниз из зоны создавшегося напора, оказывает повышенное капиллярное давление в коллекторах, вызывая ослабление скорости миграции новообразованных флюидов, что также снижает пластовое давление в коллекторе [Косачук и др., 2013]. Затруднение равномерного перераспределения водно-углеводородных флюидов в новых условиях стадии катагенеза приводит к появлению в этих пластах-коллекторах АНПД. Миграция водно-углеводородных флюидов зоны катагенеза в ловушки, расположенные гипсометрически выше нефтегазогенерировавшей породы, в которой наблюдается СГПоД, не сопровождается деформацией породы-коллектора под ее воздействием. Мигрирующие снизу вверх флюиды зоны катагенеза, заполняя поры породы-коллектора в замкнутой системе осадочного чехла, в которой на стадии диагенеза образовалось гидростатическое давление, повышают давление внутри их открытых пор вплоть до формирования АВПД.

По В.И. Дюнину, появление зон АНПД, в отличие от зон АВПД, происходит только в неизолированных или частично изолированных пластах, в которых пластовые давления создаются и поддерживаются гравитационным гидростатическим напором и практически не зависят от геостатического напора [Дюнин, 2000]. По мнению В.И. Иванникова, АВПД и АНПД отражают миграцию газообразных углеводородов в коллекторы, когда газ находится в свободном состоянии в герметически изолированных пластах. Подток газа обеспечивает АВПД, а его отток (без притока) создает АНПД [Иванников, 2010].

Изучению формирования и распределения пластовых давлений в НБА - геологической структуре Лено-Тунгусского нефтегазоносного бассейна - посвящены работы Б.А. Фукса, А.Б. Фукса, А.С. Анциферова, А.Э. Конторовича с соавторами, Ю.И. Яковлева, Р.С. Семашева, В.И. Вождова, Л.А. Абуковой, А.А. Граусмана, Г.Г. Шемина, Г.П. Косачука с соавторами, Д.М. Петрова, А.И. Сивцева [Фукс, Фукс, 1976; Анциферов, 1978; Конторович и др., 1978, 1994; Яковлев, Семашев, 1982; Вождов, 1978; Абукова, 2007; Граусман, 1999; Шемин, 2007; Косачук и др., 2013; Петров, Сивцев, 2019] и др. Сложная гидродинамическая характеристика венд-рифейских отложений НБА, проявляющаяся в пестрой и местами

противоречивой картине изменения пластовых давлений по площади и разрезу, объясняется В.И. Вожовым возможными перетоками флюидов по разломам как вертикально вверх, так и вертикально вниз. А.А. Граусман полагает, что распределение давления по площади осадочного чехла НБА обусловлено только современными геологическими процессами [Граусман, 1999]. На северо-востоке НБА дефицит пластовых давлений в подсоловых терригенных отложениях составляет 20% [Вожов, 1978]. По данным Г.И. Фенина, дефицит пластового давления в северной части Непского свода достигает 40-42 кг/см² [Фенин, 2010]. В.И. Вожов, изучая характер изменения общего поля приведенных пластовых давлений в подсоловом ботубинском горизонте (пласт В₅), установил наличие АНПД и выделил в нем четыре блока, разделенных пьезоминимумами, из которых в одних блоках приведенные пластовые давления снижаются в направлении субмеридианального разлома, разделяющего эти блоки, указывая на присутствие тектонических трещин, а в других – снижаются в направлении к ВНК, объясняя последнее «...региональным движением рассолов до формирования разрывных нарушений» [Вожов, 1978]. Этим же автором установлена гидравлическая сообщаемость флюидов в пласте В₅ только в пределах блоковых пьезоминимумов, удерживающих газонефтяные залежи. По данным Г.П. Косачука с соавторами, пластовые давления в ботубинском горизонте Непско-Ботубинской НГО в общем плане снижаются с запада на северо-восток от Среднеботубинского НГКМ [Косачук и др., 2013]. Наличие АНПД в разрезе венд-нижнекембрийских отложений отвечает комплексу причин, среди которых определяющую роль, по мнению отдельных авторов, играют разрывные нарушения, образовавшиеся в результате надвиговых дислокаций в зоне сочленения Предпатомского регионального прогиба и НБА, что обуславливает «зависание» пластовых вод в сторону Предпатомского прогиба по трещинным отложениям венда [Петров, Сивцев, 2019]. Ю.И. Яковлев и Р.Г. Семашев выделяют в качестве причин формирования АНПД – гипотезу «засасывания» вод терригенного комплекса в разломных зонах фундамента [Яковлев, Семашов, 1982]. Существование АНПД в осадочном чехле НБА ряд исследователей объясняют толщиной многолетнемерзлых пород [Анциферов, 1978; Геокриология СССР..., 1989; Иванников, 2010; Петров, Сивцев, 2019; Фенин, 2010], которые, обладая изолирующими свойствами, затрудняют нисходящую фильтрацию поверхностных вод. В то же время Б.А. Фукс, кроме похолодания, определяет в качестве причины формирования АНПД и геохимические процессы, происходящие в осадочном чехле [Фукс, Фукс, 1976]. АВПД, установленные в пласте Б₁, Д.М. Петровым и А.И. Сивцевым рассматриваются как элемент процесса образования пликтивных дислокаций, проявляющихся в ходе тектонических процессов в Сибирской платформе [Петров, Сивцев, 2019]. В карбонатных коллекторах нижнекембрийских отложений накопление углеводородов в значительной степени

обусловлено их подтоком из подстилающих терригенных отложений и рифейских толщ [Дахнова и др., 2011; Рязанова, Марков, Плюснин, 2019]. Продуктивность терригенных отложений НБА, по мнению Г.Г. Шемина, определяется как значительным собственным нефтегазогенерационным потенциалом ботубинского горизонта, так и перетоком флюидов из смежных зон нефтегазонакопления [Шемин, 2007]. Особого внимания заслуживает работа Г.П. Косачука с соавторами, в которой обсуждается возможность нисходящей миграции углеводородов в пласт В₅, отжатых из юрхской свиты, за счет повышения внутривисочного давления в этой нефтегазогенерировавшей породе в процессе генерации углеводородов. К такому выводу эти авторы пришли на основании схожести химического состава нефтей ботубинского и осинского горизонтов НБА, имеющих, по их мнению, единую природу РОВ юрхской свиты [Косачук и др., 2013]. По данным Т.К. Баженовой с соавторами источниками углеводородов для залежей углеводородного сырья НБА являются венд-нижнекембрийские нефтегазоматеринские породы бюксской и курсовской свит, содержащие до 1% оксисорбосапропелевого РОВ с градациями катагенеза РОВ – МК₂. [Дахнова и др., 2011]. Поступление углеводородов из этих углеводородогенерировавших отложений связывается с Предпатомским региональным прогибом, расположенным на юго-востоке от антеклизы [Петров, Сивцев, 2019]. М.В. Дахнова с соавторами источником углеводородов также рассматривают отложения венда-нижнего кембрия с градациями катагенеза РОВ не ниже МК₂ в Прибайкальском палеопротоме и Катангской седловине [Дахнова и др., 2011]. Байкало-Патомскую зону А.С. Анциферов, Ю.И. Яковлев, Р.Г. Семашев определяют как область питания формировавшихся залежей углеводородного сырья НБА, а области разгрузки – зону дизъюнктивных нарушений во внутренних частях бассейна и разломы фундамента [Анциферов, 1978; Яковлев, Семашов, 1982].

Методическая основа работы

Основной исходной информацией при выполнении данной работы послужили результаты систематических наблюдений за температурными, флюидодинамическими, гидрогеологическими и геохимическими характеристиками осадочного чехла венд-нижнекембрийских отложений Среднеботубинского НГКМ, проведенные Среднеленской нефтегазоразведочной экспедицией, комплекс карт – обзорная, тектоническая, нефтегазоносности НБА: отдельных горизонтов распространения многолетнемерзлых пород, напряженности гидродинамического поля [Мельников, 2018]. Для выявления направления миграции водно-углеводородных флюидов на этапе переформирования залежей углеводородного сырья и обоснования механизма проявления АНПД и АВПД в пластах В₅ и Б₁ авторами данной работы рассчитаны коэффициент аномальности (Ka), равный отношению

Рпл к Русл. гидростатич. для данной глубины замера давления, приведенные пластовые давления (Рприв) и построены карты Рприв по результатам замеров пластовых давлений, произведенных на месторождении в период с 1971 по 2009 гг. преимущественно сотрудниками Среднеленской нефтегазоразведочной экспедиции в составе треста «Якутнефтегазразведка» (до 1979 г.), ПГО «Ленанефтегазгеология» (1979-1992 гг.) и ГП «Ленанефтегаз» (1992-2009 гг.). Расчет Рприв в пластах В₅ и Б₁ проводился по формуле Силина-Бекчурина.

Характеристика объекта и анализ результатов

Среднеботуобинское НГКМ, входящее в состав Лено-Тунгусского нефтегазоносного бассейна, расположено на крайнем востоке Непско-Ботуобинской антеклизы и приурочено к брахиоантиклинальной складке северо-восточного простирания наиболее приподнятой части Мирнинского свода – структуры 1-ого порядка, осложняющей северо-восточную часть НБА [Мельников, 2018]. Площадь антеклизы - 275 тыс. км², амплитуда по кровле фундамента – 1500 м. Пологая брахиоантиклинальная складка с углами падения пород на крыльях около 1° с разнонаправленными дизъюнктивными нарушениями: разломами с амплитудами до 40 м, проявившимися, в основном, в породах фундамента; разрывными нарушениями с амплитудами 15-30 м, осложняющими осадочный чехол, разделенный на тектонические блоки: центральные (ЦБ I-ЦБ IV) – наиболее приподнятые; западные (ЗБ); северные (СБ I-СБ II); восточные (ВБ I-ВБ VI) (рис. 1). Каждая блоковая ловушка в пластах В₅ и Б₁ характеризуется своими особенностями пространственного распределения Рприв, величиной их пьезомаксимумов и пьезоминимумов, отражая взаимосвязь блоковых ловушек с положением очага генерации водно-углеводородных флюидов зоны катагенеза в разрезе и на площади осадочного чехла месторождения. Большинство дизъюнктивных нарушений преимущественно север – северо-восточного простирания входят в Вилюйско-Мархинскую зону разломов. На литолого-стратиграфические особенности осадочного чехла НБА повлияла палеогеографическая обстановка осадконакопления, история геологического и тектонического развития территории, обусловившие наличие соленосных толщ, дизъюнктивную нарушенность и блоковое строение осадочного чехла, присутствие трапповых интрузий, перерывы в осадконакоплении, а климатические условия территории повлияли на формирование мощной толщи многолетнемерзлых пород, образованную на последних этапах ее геологического развития [Иванников, 2010; Мельников, 2018], (А.Э. Конторович, Е.М. Хабаров, ИНГГ СО РАН, Красноярскгеофизика, 2007 г.). Осадочный чехол месторождения слагают породы вендского, кембрийского, юрского и четвертичного возраста, мощность которых изменяется от 1913 до 2212 м [Шемин, 2007]. Промышленная нефтегазоносность на месторождении связана с древними отложениями венда и нижнего

кембрия: терригенными коллекторами ботубинского горизонта в объеме нижнебюкской подсветы (венд, залегает в интервале глубин 1866-2009 м), где выделен пласт В₅ – базисный продуктивный горизонт; и с карбонатными коллекторами осинского горизонта, залегающего в интервале глубин 1413-1685 м, где находится пласт Б₁, а также с терригенными отложениями курсовской свиты (улаханский и талахский горизонты). Отложения нижележащего горизонта Б₂, выдержанного по мощности в пределах 18-24 м, гидродинамически связанного с Б₁, представлены глинистыми доломитами, обогащенными РОВ, и могут рассматриваться в качестве флюидоупора и нефтегазоматеринской породы.

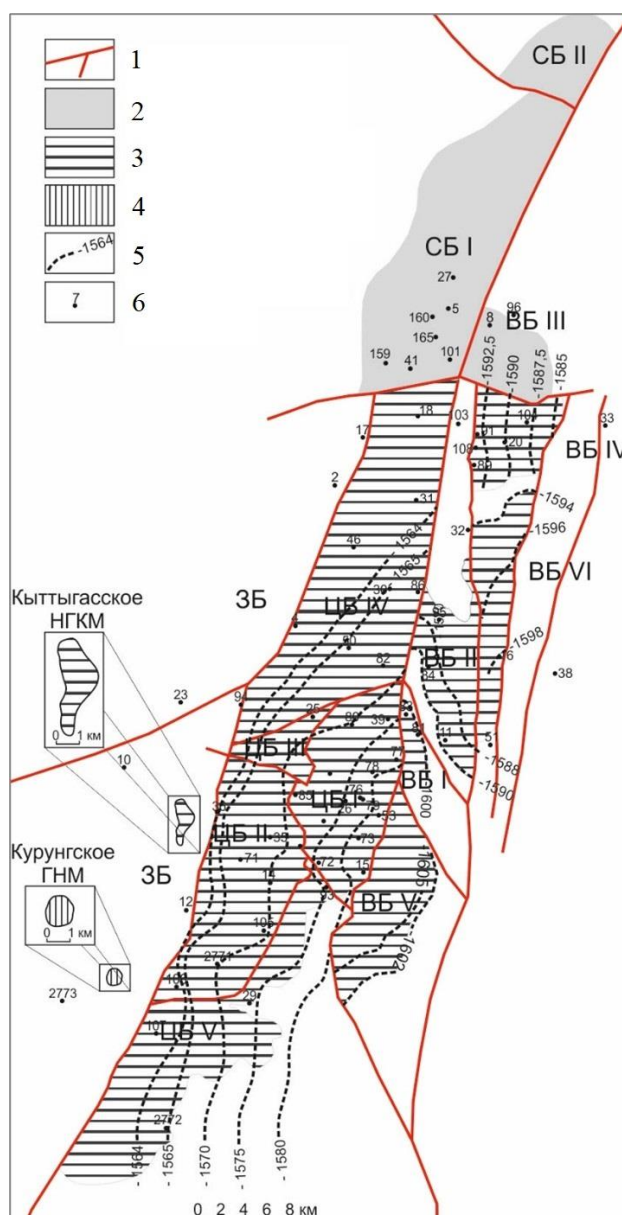


Рис. 1. Схема размещения залежей углеводородного сырья (ботубинский горизонт)

Среднеботубинского нефтегазоконденсатного месторождения

1 - основные разломы; 2 - газоконденсатные залежи; 3 - нефтегазоконденсатные залежи; 4 - газонефтяные залежи; 5 - поверхность ВНК; 6 - поисково-разведочные скважины. Тектонические блоки: центральные - ЦБ I - ЦБ IV; западные - ЗБ; северные - СБ I - СБ II; восточные - ВБ I - ВБ VI.

Пласт В₅ мощностью 4-34 м, вскрытый на месторождении 95 скважинами, сложен преимущественно кварцевыми песчаниками, с редкими маломощными прослойками аргиллитов и алевролитов, погружается в юго-восточном направлении. В северо-западном направлении мощность ботубинского горизонта уменьшается, и в скважинах 1 и 24 песчаники практически полностью выклиниваются из разреза. Открытая пористость породы-коллектора пласта В₅ - 12-19%, абсолютная проницаемость - 2,5 мкм²; пластовая температура - 9,8-24°C, с наиболее высокими температурами (до 24°C) - в скважинах 1, 24 (СБ I). Пластовые воды, насыщающие пласт, полигенны: одновременно в его отдельных блоках присутствуют воды гидрокарбонат-натриевого, сульфат-натриевого, хлор-магниевого и хлор-кальциевого генетических типов (по В.А. Сулину). Воды первых трех типов формируют локальные зоны, последний тип распространен регионально. Наличие полигенных по происхождению вод свидетельствует о современном или недавнем этапе поступления вод зоны катагенеза в коллектор пласта В₅ [Чистякова, Драванте, Сивцев, 2020]. Дебиты нефти - 15-130 м³/сут, $Q_{н\max}$ - 192 м³/сут. (скв. 53), газа - 31-715 тыс. м³/сут, $Q_{г\max}$ - 1616 тыс. м³/сут (скв. 86), воды $Q_{в\max}$ - 144 м³/сут (скв. 7). Плотность нефти - 0,88-0,89 г/см³. Мощность нефтенасыщенных пород на своде ЦБ не превышает 5 м, в юго-восточной части - 10-16 м. Площадь залежи - 680 км²; высота газовой шапки - 25 м, нефтяной оторочки - 15 м. Во всех блоках пласта В₅ открыты 13 залежей углеводородного сырья. Карта Рприв. для этого пласта строилась по 44 замерам пластовых давлений (рис. 2). Каждый отдельный блок пласта характеризуется своим распределением приведенных пластовых давлений, положением пьезомаксимумов и пьезоминимумов. По площади пласта В₅ приведенные пластовые давления изменяются от 97,4 атм. (скв. 38) до 171,5 атм. (скв. 1), нарастая, в целом по пласту, в северо-западном направлении - блок СБ 1 - и в направлении субширотного разлома, разделяющего северные и центральные блоки.

Особенностью геофлюидальной системы пласта В₅ является повсеместно распространенное (за исключением скв. 51) АНПД. Максимальные значения пластового давления в каждом блоке зафиксированы в скважинах: скв. 1 (158,3 атм.) в СБ I со значением коэффициента аномальности (K_a) = 0,82; скв. 10 (148,2 атм.) в ЗБ, K_a = 0,77; скв. 9 (146,1 атм.) в ЦБ, K_a = 0,76; скв. 38 (146,2 атм.) в ВБ, K_a = 0,76, что позволяет отнести их к АНПД. Величина K_a составляет в среднем 0,71 (СБ); 0,74 (ЗБ); 0,74 (ЦБ) и 0,74 (ВБ), в целом по пласту изменяется от 0,5 (скв. 38) до 0,85 (скв. 1). Рприв в различных блоках пласта В₅ изменяются следующим образом: в СБ минимальные значения зафиксированы в скв. 87 (135,8 атм.), а максимальные - в скв. 1 (171,5 атм.); в ЗБ - скв. 2 (166,1 атм.); в ЦБ - скв. 79 (145,4 атм.) и скв. 31 (159,4 атм.); в ВБ - скв. 38 (97,4 атм.) и скв. 51 (221,7 атм.), соответственно (рис. 2). В скв. 51 (ВБ IV), приуроченной к зоне пересечения субмеридианального и диагонального

разломов, Ка равен 1,15, что позволяет считать это давление АВПД.

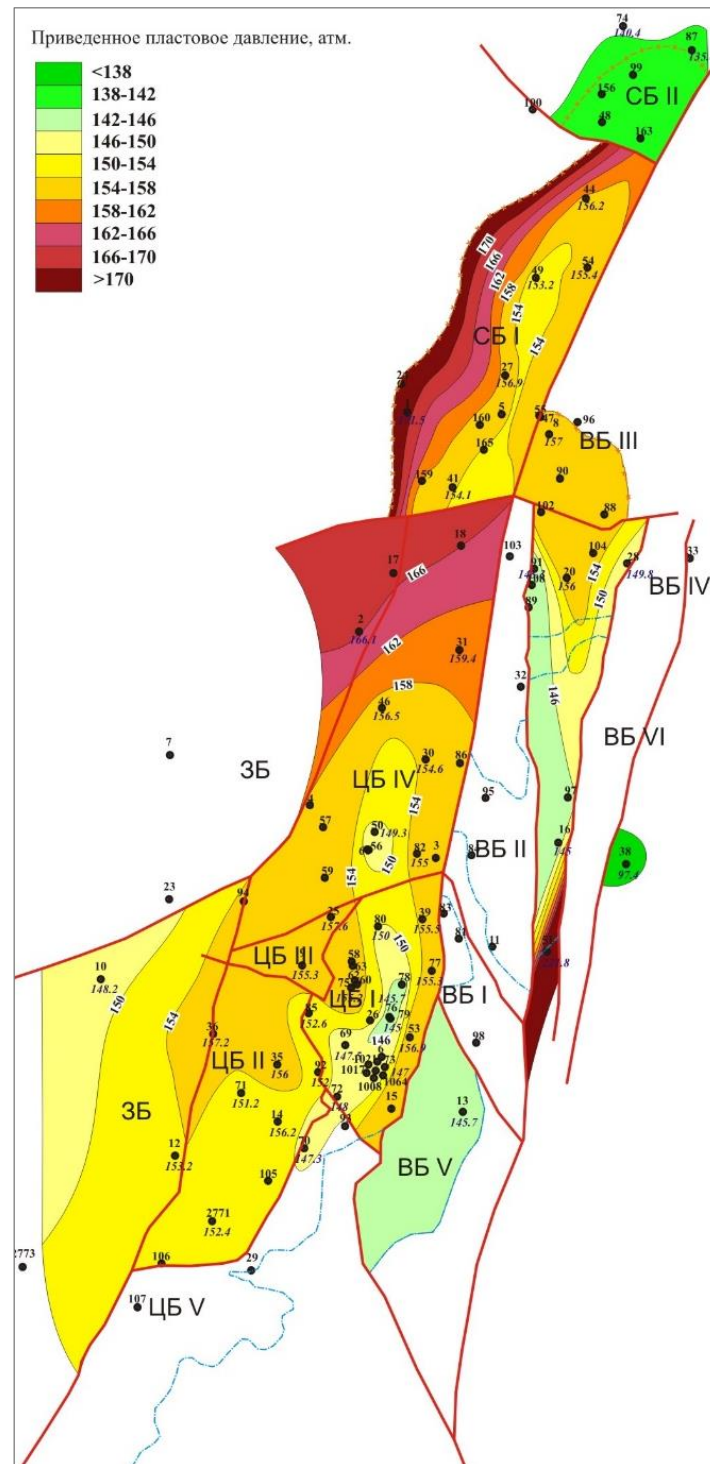


Рис. 2. Карта приведенных пластовых давлений для пласта В₅ Среднеботубинского нефтегазоконденсатного месторождения

Усл. обозначения см. на рис. 1.

Анализ карты приведенных пластовых давлений пласта В₅ показывает, что в ЦБ пласта - наиболее приподнятом блоке ботубинского горизонта - установлены самые низкие значения $R_{прив}$ и Ка. Водно-углеводородные флюиды зоны катагенеза в этот пласт поступали сверху

вниз, отжимаясь из глинистых пород бюкской свиты, непосредственно перекрывающих его, что и формирует АНПД. В СБ I водно-углеводородные притоки флюидов из нефтегазогенерировавших отложений бюкской свиты происходит со стороны Катангской седловины [Чистякова, Драванте, Сивцев, 2020]. Перераспределение водно-углеводородных флюидов зоны катагенеза между нефтегазогенерировавшими породами и остальными блоковыми ловушками этого пласта ускоряется и облегчается их разгрузкой по разлому: в ЦБ IV - со стороны субширотного разлома между СБ I и ЦБ. Проведенный в данной работе расчет $R_{прив}$ по разрезу отдельных скважин данного пласта, в которых пластовое давление замерялось на разных абсолютных отметках в нескольких интервалах, показал, что чем выше интервал замера $R_{пл}$, тем больше значение $R_{прив}$.

Источником водно-углеводородных флюидов, поступающих по разломам в восточный блок ВБ IV пласта В₅ (скв. 51), являются нижележащие нефтегазоматеринские отложения Предпатомского прогиба, генерировавшие эти флюиды на стадиях катагенеза в условиях постоянного погружения дна ОПБ. По данным В.В. Самсонова с соавторами, углеводороды, генерированные в прошлом, продолжают поступать в коллектор пласта В₅, приводя к переформированию залежей в его отдельных блоках [Самсонов и др., 2010].

Пласт Б₁ содержит залежи углеводородов только в ЦБ и ЗБ. Мощность пласта Б₁ колеблется в пределах месторождения от 22 м (север) до 54 м (юг), эффективная мощность, изменяясь от 0 до 13,4 м, также нарастает к югу пласта. Открытая пористость карбонатных коллекторов - 10-20%, газопроницаемость - 0,043 мкм². Пластовые воды, насыщающие пласт, полигенные [Чистякова, Драванте, Сивцев, 2020]. Притоки газа по отдельным скважинам достигают 717 тыс. м³/сут.; максимальный дебит нефти - 8-10 м³/сут. (скв. 25). Плотность нефти составляет 0,819 г/см³. Пластовая температура - 3-7°C. Залежь ЦБ площадью 727 км² нефтегазоконденсатная; нефтенасыщенная часть - 25 м, газовая шапка - 35 м. Залежь ЗБ - газоконденсатная. В ЗБ пластовое давление изменяется в пределах 163-166,1 атм, а величины приведенного пластового давления - от 151 до 189,1 атм. при значениях $K_a = 1,1-1,2$, нарастая в южной части ЗБ в направлении субмеридианального разлома (рис. 3). В ЦБ величины приведенного пластового давления повышается от 151,2 атм. (скв. 18) до 180,1 атм. (скв. 105), нарастая к диагональным и субмеридианальным разломам со стороны ВБ I, V, II и к внешнему контуру залежей. Максимальное значение $R_{прив}$ и значение $K_a = 1,2$ позволяют считать давления в пласте Б₁ АВПД. Для пласта Б₁ современным источником водно-углеводородных флюидов могут служить отложения горизонта Б₂, подстилающие карбонатные коллекторы осинского горизонта, откуда углеводороды поступают в пласт Б₁ снизу вверх. Многократные притоки водно-углеводородных флюидов разной генерации зоны катагенеза, сопровождаемые переформированием залежей углеводородного сырья в пластах В₅ и Б₁, привели к изменению

современного положения ВНК и ГВК [Давление пластовых..., 1987; Чистякова, Драванте, Сивцев, 2020].

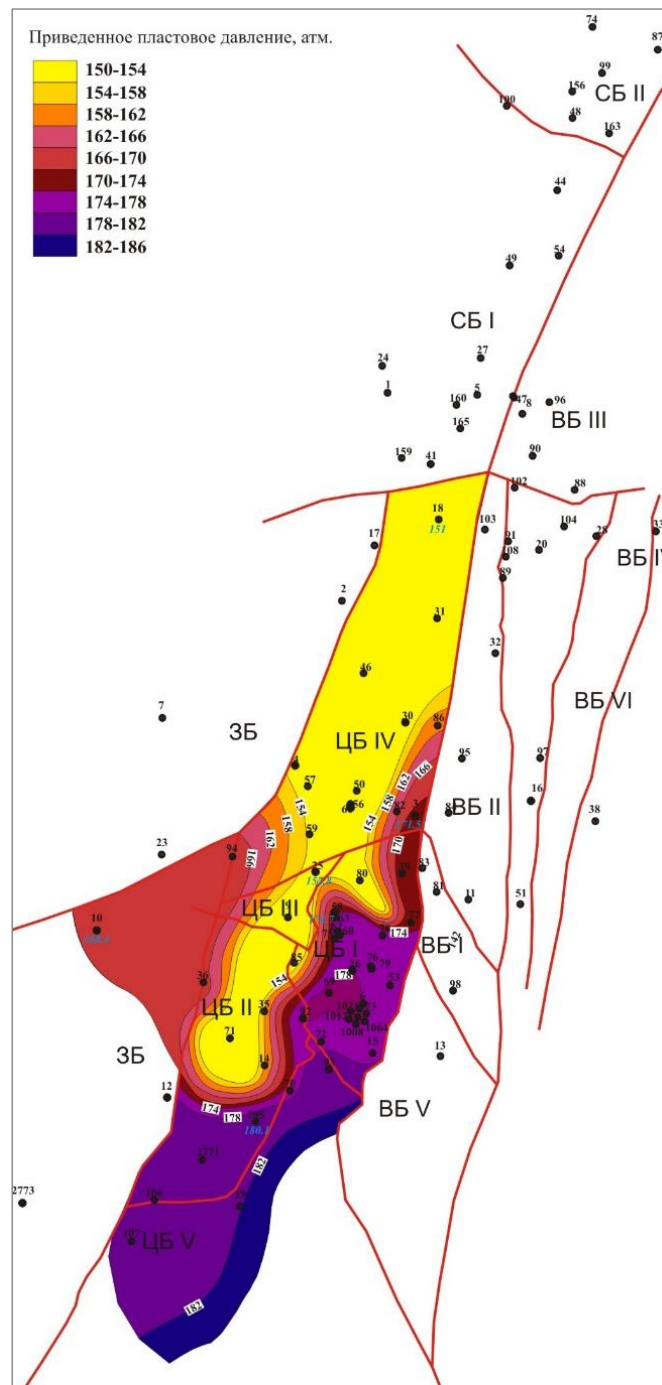


Рис. 3. Карта приведенных пластовых давлений для пласта Б₁ Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения

Усл. обозначения см. на рис. 1.

Флюидодинамические аномалии: АВПД и АНПД отражают затруднение равномерного перераспределения новообразованных на стадии катагенеза водно-углеводородных флюидов, обладающих энергией СГПоД, движущихся из зон создания нового (катагенетического)

напора в зоны разгрузки - породы-коллекторы. Комплексное изучение геохимических и геофизических характеристик венд-нижнекембрийских отложений (пластов В₅ и Б₁) Среднеботуобинского НГКМ показывает, что зоны пьезомаксимумов и пьезо минимумов пластовых давлений (аномалий геофизического поля), совпадая с зонами локальных аномалий ионно-солевого состава подземных вод и температур, приурочены к зонам геохимических аномалий стадии катагенеза - залежам углеводородного сырья [Чистякова, 2001; Чистякова, Драванте, Сивцев, 2020; Чистякова, Драванте, Сивцев, 2022].

Выводы

1. Аномалии пластового давления современного флюидодинамического поля пластов-коллекторов В₅ и Б₁ Среднеботуобинского НГКМ, как мера напряженного состояния нефтегазоматеринских пород, генерирующих водно-углеводородные флюиды на катагенетической стадии литогенеза, и пород-коллекторов, в которых при наличии ловушки формируется залежь углеводородного сырья, отражают затруднение равномерного перераспределения новообразованных флюидов зоны катагенеза в замкнутых системах осадочного чехла внутри предыдущей равновесной системы стадии диагенеза и являются следствием эволюции осадочно-породного бассейна на различных этапах литогенеза.

2. Направление миграции водно-углеводородных флюидов зоны катагенеза из нефтегазогенерирующей породы (очаг генерации флюидов) в породу-коллектор (зона разгрузки этих флюидов) обусловлено их взаиморасположением и приводит к формированию АВПД или АНПД.

3. Показатель АВПД – наличие толщи нефтегазогенерирующей породы, расположенной гипсометрически ниже пласта-коллектора, а АНПД – толщи нефтегазогенерирующей породы, непосредственно перекрывающей пласт-коллектор.

4. Активные геодинамические зоны осадочного чехла – глубинные разломы и их пересечения - являются транзитными зонами, облегчающими и ускоряющими перераспределение водно-углеводородных флюидов зоны катагенеза из области питания в область разгрузки.

5. Аномальные пластовые давления (АВПД, АНПД) трассируют пути миграции водно-углеводородных флюидов зоны катагенеза как при образовании залежей углеводородного сырья, отражая переход артезианского бассейна в нефтегазоносный бассейн, так и при переформировании ранее существовавших залежей.

Литература

Абукова Л.А. Модели и механизмы нисходящей миграции углеводородов из осадочного чехла в приподнятые блоки фундамента // Нефтегазовая гидрогеология на современном этапе

(теоретические проблемы, региональные модели, практические вопросы). - М.: ГЕОС, 2007. - С. 191-209.

Абукова Л.А., Абрамова О.П., Селиверстова М.Е., Горева А.В., Чигарев Б.Н. Особенности проявления геофлюидодинамических режимов нефтегазоносных бассейнов на больших глубинах // Актуальные проблемы нефти и газа. - 2019. - Вып. 3 (26). - С.12-31.

Аникеев К.А. Аномально высокие пластовые давления в нефтяных и газовых месторождениях. - Л.: Недра, 1965. - 166 с.

Анциферов А.С. О причинах аномально низких пластовых давлений в нефтегазоносных отложениях Непско-Ботуобинской антеклизы // Доклады Академии наук СССР. - 1978. - Т. 242. - №5. - С. 1130-1132.

Вожов В.И. Гидрогеологические условия месторождений нефти и газа Сибирской платформы. - М.: Недра, 1978. - 204 с.

Геокриология СССР. Средняя Сибирь / Под ред. Э.Д. Ершова. - М.: Недра, 1989. - 414 с.

Гинсбург Г.Д., Гуревич А.Е., Резник А.Д. О причинах низких пластовых давлений на севере Сибири // Советская геология. - 1971. - №9. - С. 45-58.

Глотов В.Е., Глотова Л.П. Закономерности формирования и распространения емкостей с аномально низкими пластовыми давлениями в осадочных бассейнах севера Дальнего Востока // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. - 2011. - С. 1-18.

Граусман А.А. О природе давлений во флюидных системах осадочных бассейнов // Геология нефти и газа. - 1999. - № 11-12. - С. 49-56.

Давление пластовых флюидов / Под ред. А.Е. Гуревича. - Л.: Недра, 1987. - 222 с.

Дахнова М.В., Баженова Т.К., Лебедев В.С., Киселев С.М. Изотопные критерии прогноза фазового состава углеводородов в рифейских и венд-кембрийских отложениях Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции // Геология и геофизика. - 2011. - Т. 52. - №8. - С.1199-1209.

Дюнин В.И. Гидродинамика глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов. - М.: Научный мир, 2000. - С. 84-99.

Иванников В.И. Природа аномальных пластовых давлений в коллекторах нефти и газа и ее значение для поиска УВ-скоплений // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2010. - №3. - С. 36-39.

Карцев А.А. Гидрогеологические условия проявления сверх-гидростатических давлений в нефтегазоносных районах // Геология нефти и газа. - 1980. - №4. - С. 40-44.

Карцев А.А., Матусевич В.М., Яковлев Ю.И. Связь аномально низких пластовых давлений с рифтогенными зонами Сибири // Геотектоника. - 1989. - №2. - С. 86-89.

Косачук Г.П., Буракова С.В., Буточкина С.И., Мельникова Е.В., Будревич Н.В. К вопросу о формировании нефтяных залежей (оторочек) месторождений Непско-Ботуобинской антеклизы // Вести газовой науки. - 2013. - №5(16). - С. 114-123.

Кучерук Е.В., Крылов В.И. Аномальные пластовые давления / Гл. ред. Е.А. Козловский // Горная энциклопедия в 6-ти томах. - М., 1984. - Т. 1. - С. 126.

Линецкий В.Ф. Аномальные пластовые давления как критерий времени формирования нефтяных залежей // Проблемы миграции нефти и формирования нефтяных и газовых скоплений. - М.: Гостоптехиздат, 1959. - С. 121-136.

Матусевич В. М., Резник А.Д., Чистякова Н.Ф. Концепция геофлюидальных систем гидрогеологических бассейнов // Подземные воды Востока России: материалы XV совещания. - ТюмГНГУ, 1997. - С. 41-42.

Мелик-Пашаев В.С., Халимов Э.М., Серегина В.Н. Аномально высокие пластовые давления на нефтяных и газовых месторождениях. - М.: Недра, 1983. - 181 с.

Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (Стратиграфия, история развития). Изд-е 2-ое, доп. - Новосибирск: СНИИПГиМС, 2018. - С. 134-142.

Петров Д.М., Сивцев А.И. Природа АНПД в Непско-Ботуобинской антеклизе // Новые идеи в геологии нефти и газа - 2019: труды Международной научно-практической

конференции. - М.: МГУ, 2019. - С. 375-377.

Рязанова Т.А., Марков В.В., Плюснин А.В. Миграционные тренды углеводородов в венд-кембрийских породах Среднеботуобинской площади // Новые идеи в геологии нефти и газа - 2019: труды Международной научно-практической конференции. - М.: МГУ, 2019. - С.419-425.

Самсонов В.В., Ларичев А.И., Чеканов В.И., Соловьев В.В. Особенности геологического строения нефтегазовых комплексов и оценка перспектив нефтегазоносности южной части Сибирской платформы // Геология и геофизика. - 2010. - Т. 51. - №11. - С. 1545-1564.

Фенин Г.И. Аномальные пластовые давления в зонах углеводородонакопления нефтегазоносных бассейнов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2010. - Т.5. - №4. - http://www.ngtp.ru/rub/4/46_2010.pdf

Фукс Б.А., Фукс А.Б. Причины различных пластовых давлений в газоконденсатных залежах Непского свода // Геология нефти и газа. - 1976. - №10. - С. 45-48.

Чистякова Н.Ф. Термобарические аномалии как отражение формирования залежей углеводородного сырья (на примере Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна) // Геология нефти и газа. - 2001. - №3. - С. 42-49.

Чистякова Н.Ф., Драванте В.В., Сивцев А.И. Особенности ионно-солевого состава подземных вод венд-нижнекембрийских отложений Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения на стадии катагенеза // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2020. - Т.15. - №3. - http://www.ngtp.ru/rub/2020/30_2020.html DOI: [10.17353/2070-5379/30_2020](https://doi.org/10.17353/2070-5379/30_2020)

Чистякова Н.Ф., Драванте В.В., Сивцев А.И. Современное геотемпературное поле венд-нижнекембрийских отложений Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2022. - Т.17. - №4. - http://www.ngtp.ru/rub/2022/46_2022.html DOI: [10.17353/2070-5379/46_2022](https://doi.org/10.17353/2070-5379/46_2022)

Шемин Г.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская антеклиз и Катангская седловина). - Новосибирск: СО РАН, 2007. - 467 с.

Яковлев Ю.И., Семашев Р.Г. Гидродинамическое обоснование выделения водонапорных систем депрессионного типа // Геология нефти и газа. - 1982. - №9. - С. 36-39.

Beeker T.W., Boschi L.A Comparison of Tomografyic and Geodynamic Mantle Models // Geochemistry Geophysics Geosystems. - 2002. - Vol. 3. DOI: [10.129/2001GC000168](https://doi.org/10.129/2001GC000168)

Hunt J.M. Generation and Migration of Petroleum from Abnormally Pressured Fluid Compartments. Replay // AAPG. - 1991. - Vol. 75. - No. 1. - P. 1-12.

Magara K. Permeability considerations in generation of abnormal pressures // Society Petrol Engeneering Journal, 1971. - Vol. 11. No. 3. - P. 236-242.

Matusevich V.M., Myasnikova Y.P., Maximov E.M., Volkov A.M., Chistiakova N.F., Kanalin V.G., Pupilli M. Abnormal formation pressures in the West Siberian Megabasin // Petroleum Geoscience. - 1997. - 3(3). - P. 269-283.

Sokolov S.Yu., Chamov N.P., Khutorskoy M.D., Silantiev S.A. Intensity indicators of geodynamic processes along the Atlantic - Arctic rift system // Geodinamics and Tectonophysics. - 2020. - Vol.11. - No.2. - P.302-319.

Chistyakova N.F., Dravante V.V.

University of Tyumen (UTMN), Tyumen, Russia, n.f.chistyakova@utmn.ru

Sivtsev A.I.

North-Eastern Federal University, Yakutsk, Russia

FEATURES OF THE MODERN FLUIDO-DYNAMIC FIELD OF THE VENDIAN - LOWER CAMBRIAN STRATA (CATAGENESIS ZONE) OF THE MIDDLE BOTUOBA OIL-GAS-CONDENSATE FIELD

Analysis of the established maps of reservoir pressure activity in V5 and B1 productive levels to determine their piezomaxima and piezominima in the reservoir area, to substantiate the mechanism for the formation of anomalous reservoir pressures, the foci of the occurrence of water-hydrocarbon fluids of the catagenesis zone and to determine the sources of hydrocarbon in the Vendian - Lower Cambrian strata of the Middle Botuoba oil-gas-condensate field.

Keywords: *Vendian - Lower Cambrian strata, modern fluid dynamic field, anomalous reservoir pressure, catagenesis zone, water-hydrocarbon fluid, Middle Botuoba oil-gas-condensate field.*

References

Abukova L.A. *Modeli i mekhanizmy niskhodyashchey migratsii uglevodorodov iz osadochnogo chekhla v pripodnyatye bloki fundamenta* [Models and mechanisms of downward migration of hydrocarbons from the sedimentary cover into uplifted basement blocks]. Neftegazovaya gidrogeologiya na sovremennom etape (teoreticheskie problemy, regional'nye modeli, prakticheskie voprosy). Moscow: GEOS, 2007, pp. 191-209.

Abukova L.A., Abramova O.P., Seliverstova M.E., Goreva A.V., Chigarev B.N. *Osobennosti proyavleniya geoflyuidodinamicheskikh rezhimov neftegazonosnykh basseynov na bol'shikh glubinakh* [Features of the manifestation of geofluid-dynamic regimes of oil and gas basins at great depths]. Aktual'nye problemy nefti i gaza, 2019, issue 3 (26), pp. 12-31.

Anikeev K.A. *Anomal'no vysokie plastovye davleniya v neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniyakh* [Abnormally high formation pressures in oil and gas fields]. Leningrad: Nedra, 1965, 166 p.

Antsiferov A.S. *O prichinakh anomal'no nizkikh plastovykh davleniy v neftegazonosnykh otlozheniyakh Nepsko-Botuobinskoy anteklizy* [On the causes of abnormally low reservoir pressures in oil and gas accumulations of the Nepa-Botuoba Antecline]. Doklady Akademii nauk SSSR, 1978, vol. 242, no. 5, pp. 1130-1132.

Beeker T.W., Boschi L.A. Comparison of Tomografic and Geodynamic Mantle Models. *Geochemistry Geophysics Geosystems*, 2002, vol. 3. DOI: [10.1029/2001GC000168](https://doi.org/10.1029/2001GC000168)

Chistyakova N.F., Dravante V.V., Sivtsev A.I. *Osobennosti ionno-solevogo sostava podzemnykh vod vend-nizhnokembriyskikh otlozheniy Srednebotuobinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya na stadii katageneza* [Features of the brine water composition of the Vendian - Lower Cambrian Middle Botuoba oil-gas-condensate field during the catagenesis time]. Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika, 2020, vol. 15, no. 3, available at: http://www.ngtp.ru/rub/2020/30_2020.html DOI: [10.17353/2070-5379/30_2020](https://doi.org/10.17353/2070-5379/30_2020)

Chistyakova N.F. *Termobaricheskie anomalii kak otrazhenie formirovaniya zalezhey uglevodorodnogo syr'ya (na primere Zapadno-Sibirskogo neftegazonosnogo basseyna)* [Thermobaric anomalies as a reflection of the formation of hydrocarbon accumulations (on the example of the West Siberian oil and gas basin)]. Geologiya nefti i gaza, 2001, no. 3, pp. 42-49.

Chistyakova N.F., Dravante V.V., Sivtsev A.I. *Sovremennoe geotemperaturnoe pole vend-nizhnokembriyskikh otlozheniy Srednebotuobinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya* [Modern geotemperature field of the Vendian-Lower Cambrian section of the Middle Botuoba oil-gas-condensate field]. Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika, 2022, vol. 17, no. 4, available at: http://www.ngtp.ru/rub/2022/46_2022.html DOI: [10.17353/2070-5379/46_2022](https://doi.org/10.17353/2070-5379/46_2022)

Dakhnova M.V., Bazhenova T.K., Lebedev V.S., Kiselev S.M. *Izotopnye kriterii prognoza*

fazovogo sostava uglevodorodov v rifeyских vend-nizhnnekembriyskikh otlozheniyakh Lena-Tungusskoy neftegazonosnoy provintsii [Isotopic criteria for predicting the phase composition of hydrocarbons in the Riphean Vendian-Lower Cambrian section of the Lena-Tunguska petroleum province]. *Geologiya i geofizika*, 2011, vol. 52, no. 8, pp. 1199-1209.

Davlenie plastovykh flyuidov [Formation fluid pressure]. Edited by A.E. Gurevich, Leningrad, Nedra, 1987, 222 p.

Dyunin V.I. *Gidrodinamika glubokikh gorizontov neftegazonosnykh basseynov* [Hydrodynamics of deep levels of oil and gas basins]. Moscow: Nauchnyy mir, 2000, pp. 84-99.

Finin G.I. *Anomal'nye plastovye davleniya v zonakh uglevodorodonakopleniya neftegazonosnykh basseynov* [Anomalous reservoir pressure in the zones of hydrocarbon accumulation oil and gas bearing basins]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2010, vol. 5, no. 4, available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/46_2010.pdf

Fuks B.A., Fuks A.B. *Prichiny razlichnykh plastovykh davleniy v gazokondensatnykh zalezkhakh Nep'skogo svoda* [Causes of different reservoir pressures in gas condensate accumulations of the Nepa Arch]. *Geologiya nef'ti i gaza*, 1976, no. 10, pp. 45-48.

Geokriologiya SSSR. Srednyaya Sibir' [Geocryology of the USSR. Central Siberia]. Editor E.D. Ershov. Moscow, Nedra, 1989, 414 p.

Ginsburg G.D., Gurevich A.E., Reznik A.D. *O prichinakh nizkikh plastovykh davleniy na severe Sibiri* [On the causes of low formation pressures in the North of Siberia]. *Sovetskaya geologiya*, 1971, no. 9, pp. 45-58.

Glotov V.E., Glotova L.P. *Zakonomernosti formirovaniya i rasprostraneniya emkostey s anomal'no nizkimi plastovymi davleniyami v osadochnykh basseynakh severa Dal'nego Vostoka* [Patterns of formation and distribution of reservoirs with abnormally low formation pressures in sedimentary basins of the north of the Far East]. *Georesursy, geoenergetika, geopolitika*, 2011, pp. 1-18.

Grausman A.A. *O prirode davleniy vo flyuidnykh sistemakh osadochnykh basseynov* [On the nature of pressures in fluid systems of sedimentary basins]. *Geologiya nef'ti i gaza*, 1999, no. 11-12, pp. 49-56.

Hunt J.M. Generation and Migration of Petroleum from Abnormally Pressured Fluid Compartments. *Replay. AAPG*, 1991, vol. 75, no. 1, pp. 1-12.

Ivannikov V.I. *Priroda anomal'nykh plastovykh davleniy v kollektorakh nef'ti i gaza i ee znachenie dlya poiska UV-skopleniy* [The nature of anomalous reservoir pressures in oil and gas reservoirs and its significance for the search for hydrocarbon accumulations]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nef'tyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2010, no. 3, pp. 36-39.

Kartsev A.A. *Gidrogeologicheskie usloviya proyavleniya sverkh-gidrosticheskiykh davleniy v neftegazonosnykh rayonakh* [Hydrogeological conditions for the manifestation of super-hydrostatic pressures in oil and gas regions]. *Geologiya nef'ti i gaza*, 1980, no. 4, pp. 40-44.

Kartsev A.A., Matusevich V.M., Yakovlev Yu.I. *Svyaz' anomal'no nizkikh plastovykh davleniy s riftogennymi zonami Sibiri* [Communication of abnormally low formation pressures with rift zones of Siberia]. *Geotektonika*, 1989, no. 2, pp. 86-89.

Kosachuk G.P., Burakova S.V., Butochkina S.I., Mel'nikova E.V., Budrevich N.V. *K voprosu o formirovanii nef'tyanykh zalezhey (otorochek) mestorozhdeniy Nep'sko-Botuobinskoy anteklizy* [On the issue of the formation of oil rims accumulations of the fields of the Nepa-Botuoba Antecline]. *Vesti gazovoy nauki*, 2013, no. 5(16), pp. 114-123.

Kucheruk E.V., Krylov V.I. *Anomal'nye plastovye davleniya* [Anomalous reservoir pressures]. Chief editor E.A. Kozlovskiy. *Gornaya entsiklopediya v 6-ti tomakh*. Moscow, 1984, vol. 1, p. 126.

Linetskiy V.F. *Anomal'nye plastovye davleniya kak kriteriy vremeni formirovaniya nef'tyanykh zalezhey* [Anomalous reservoir pressures as a criterion for the time of formation of oil accumulations]. *Problemy migratsii nef'ti i formirovaniya nef'tyanykh i gazovykh skopleniy*. Moscow: Gostoptekhizdat, 1959, pp. 121-136.

Magara K. Permeability considerations in generation of abnormal pressures. *Society Petrol Engineering Journal*, 1971, vol. 11, no. 3, pp. 236-242.

Matusevich V.M., Reznik A.D., Chistyakova N.F. *Kontseptsiya geoflyuidal'nykh sistem gidrogeologicheskikh basseynov* [The concept of geofluid systems of hydrogeological basins]. Podzemnye vody Vostoka Rossii: materialy XV soveshchaniya, TyumGNGU, 1997, pp. 41-42.

Matusevich V.M., Myasnikova Y.P., Maximov E.M., Volkov A.M., Chistiakova N.F., Kanalin V.G., Pupilli M. Abnormal formation pressures in the West Siberian Megabasin. *Petroleum Geoscience*, 1997, 3(3), pp. 269-283.

Melik-Pashaev V.S., Khalimov E.M., Seregina V.N. *Anomal'no-vysokie plastovye davleniya v neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniyakh* [Abnormally high formation pressures in oil and gas fields]. Moscow, Nedra, 1983, 181 p.

Mel'nikov N.V. *Vend-kembriyskiy solenosnyy basseyn Sibirskoy platformy (Stratigrafiya, istoriya razvitiya)* [Vendian-Cambrian saline basin of the Siberian platform (Stratigraphy, history of development)]. Izd-e 2-oe, dop., Novosibirsk: SNIIPGiMS, 2018, pp. 134-142.

Petrov D.M., Sivtsev A.I. *Priroda ANPD v Nepsko-Botuobinskoj anteklize* [Nature of ANPD in the Nepa-Botuoba Antecline]. *Novye idei v geologii nefti i gaza - 2019: trudy Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii*, Moscow: MGU, 2019, pp. 375-377.

Ryazanova T.A., Markov V.V., Plyusnin A.V. *Migratsionnye trendy uglevodorodov v vend-kembriyskikh porodakh Srednebotuobinskoj ploshchadi* [Migration trends of hydrocarbons in the Vendian-Cambrian rocks of the Middle Botuoba area]. *Novye idei v geologii nefti i gaza - 2019: trudy mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii*. Moscow: MGU, 2019, pp. 419-425.

Samsonov V.V., Larichev A.I., Chekanov V.I., Solov'ev V.V. *Osobennosti geologicheskogo stroeniya neftegazovykh kompleksov i otsenka perspektiv neftegazonosnosti yuzhnoy chasti Sibirskoy platformy* [Features of the geological structure of oil and gas complexes and assessment of the prospects for the oil and gas potential of the southern part of the Siberian Platform]. *Geologiya i geofizika*, 2010, vol. 51, no. 11, pp. 1545-1564.

Shemin G.G. *Geologiya i perspektivy neftegazonosnosti venda i nizhnego kembriya tsentral'nykh rayonov Sibirskoy platformy (Nepsko-Botuobinskaya antekliza i Katangskaya sedlovina)* [Geology and prospects of oil and gas potential of the Vendian and Lower Cambrian in the central regions of the Siberian Platform (Nepa-Botuoba Antecline and Katanga saddle)]. Novosibirsk: SO RAN, 2007, 467 p.

Sokolov S.Yu., Chamov N.P., Khutorskoy M.D., Silantiev S.A. Intensity indicators of geodynamic processes along the Atlantic - Arctic rift system. *Geodynamics and Tectonophysics*, 2020, vol. 11, no. 2, pp. 302-319.

Vozhov V.I. *Gidrogeologicheskie usloviya mestorozhdeniy nefti i gaza Sibirskoy platformy* [Hydrogeological conditions of oil and gas accumulations of the Siberian platform]. Moscow, Nedra, 1978, 204 p.

Yakovlev Yu.I., Semashev R.G. *Gidrodinamicheskoe osnovanie vydeleniya vodonapornykh sistem depressionnogo tipa* [Hydrodynamic basis of allocation of water-pressure systems of depression type]. *Geologiya nefti i gaza*, 1982, no. 9, pp. 27-37.

© Чистякова Н.Ф., Драванте В.В., Сивцев А.И., 2023

