

ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЮРСКИХ РЕЗЕРВУАРОВ ЗОНЫ СОЧЛЕНЕНИЯ ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО И ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО БАССЕЙНОВ

Новиков Д. А., Борисов Е. В.

Аннотация

На основе комплексного анализа геологического строения, гидрогеологии и гидрогеохимии выполнен прогноз нефтегазоносности юрских резервуаров зоны сочленения Енисей-Хатангского и Западно-Сибирского бассейнов. Установлены закономерности развития песчаников сиговского, мальшевского, вымского, надояхского, шараповского и зимнего резервуаров и дана характеристика их фильтрационно-емкостных свойств. Комплекс изученных отложений нижней и средней юры начиная с мальшевского резервуара характеризуется широким развитием аномально-высоких пластовых давлений с K_a до 1,92. В юрских резервуарах доминируют слабощелочные подземные воды от умеренно солоноватых до слабосоленых с величиной общей минерализации от 3,0 до 23,3 г/дм³ $Cl Na$, $Cl-HCO_3 Na$ и $HCO_3-Cl Na$ состава. Маломинерализованные воды элизионного генезиса объясняют природу развития в осадочном чехле исследуемого региона инверсионного типа вертикальной гидрогеохимической зональности. Результаты выполненных исследований свидетельствуют о благоприятных условиях для генерации и аккумуляции залежей углеводородов. Среди рассмотренных групп критериев нефтегазоносности наибольшую результативность показали гидрогеохимические показатели (содержания органических соединений NH_4 , B , I , Br , нафтеновых кислот и бензола; коэффициенты B/Br , HCO_3/Cl), газовые (общая газонасыщенность пластовых вод, состав водорастворенных газов, степень насыщения пластовых вод газами (K_g)) и гидродинамические (пластовые давления и величина коэффициента их аномальности (K_a)). В юрских отложениях установлены комплексные аномалии, которые трассируют имеющиеся газовые месторождения и выявленные нефтегазопроявления. В юрских резервуарах наибольшие перспективы следует связывать в первую очередь с открытием ловушек структурно-литологического типа, связанных с периферийными зонами бассейна и склонами крупных положительных структур. Кроме того, определённый интерес для открытия залежей углеводородов в среднеюрских отложениях могут представлять внутренние области Енисей-Хатангского бассейна крайне слабо изученные глубоким бурением.

Ключевые слова:

Прогноз нефтегазоносности, юрские резервуары, фильтрационно-емкостные свойства, нефтегазовая гидрогеохимия, критерии нефтегазоносности, гидрогеохимические аномалии, Енисей-Хатангский региональный прогиб, Западная Сибирь, Арктика

ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЮРСКИХ РЕЗЕРВУАРОВ ЗОНЫ СОЧЛЕНЕНИЯ ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО И ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО БАССЕЙНОВ

© 2020 г. Д.А. Новиков^{*}, **, Е.В. Борисов^{*}

^{*}Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН
Россия, 630090 Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3

^{**}Новосибирский национальный исследовательский государственный университет
Россия, 630090 Новосибирск, ул. Пирогова, 1

^{*}E-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Поступила в редакцию 00.00.2019

На основе комплексного анализа геологического строения, гидрогеологии и гидрогеохимии выполнен прогноз нефтегазоносности юрских резервуаров зоны сочленения Енисей-Хатангского и Западно-Сибирского бассейнов. Установлены закономерности развития песчаников сиговского, мальшевского, вымского, надояхского, шараповского и зимнего резервуаров и дана характеристика их фильтрационно-емкостных свойств. Комплекс изученных отложений нижней и средней юры начиная с мальшевского резервуара характеризуется широким развитием аномально-высоких пластовых давлений с K_a до 1,92. В юрских резервуарах доминируют слабощелочные подземные воды от умеренно солоноватых до слабосоленых с величиной общей минерализации от 3,0 до 23,3 г/дм³ Cl Na, Cl-HCO₃ Na и HCO₃-Cl Na состава. Маломинерализованные воды элизионного генезиса объясняют природу развития в осадочном чехле исследуемого региона инверсионного типа вертикальной гидрогеохимической зональности. Результаты выполненных исследований свидетельствуют о благоприятных условиях для генерации и аккумуляции залежей углеводородов. Среди рассмотренных групп критериев нефтегазоносности наибольшую результативность показали гидрогеохимические показатели (содержания органических соединений NH₄, B, I, Br, нафтеновых кислот и бензола; коэффициенты B/Br, HCO₃/Cl), газовые (общая газонасыщенность пластовых вод, состав водорастворенных газов, степень насыщения пластовых вод газами (K_г)) и гидродинамические (пластовые давления и величина коэффициента их аномальности (K_а)). В юрских отложениях установлены комплексные аномалии, которые трассируют имеющиеся газовые месторождения и выявленные нефтегазопроявления. В юрских резервуарах наибольшие перспективы следует связывать в первую очередь с открытием ловушек структурно-литологического типа, связанных с периферийными зонами бассейна и склонами крупных положительных структур. Кроме того, определённый интерес для открытия залежей углеводородов в среднеюрских отложениях могут представлять внутренние области Енисей-Хатангского бассейна крайне слабо изученные глубоким бурением.

Прогноз нефтегазоносности, юрские резервуары, фильтрационно-емкостные свойства, нефтегазовая гидрогеохимия, критерии нефтегазоносности, гидрогеохимические аномалии, Енисей-Хатангский региональный прогиб, Западная Сибирь, Арктика.

ВВЕДЕНИЕ

Объектом исследований настоящей работы являются юрские резервуары зоны сочленения Енисей-Хатангского (ЕХОБ) и Западно-Сибирского (ЗСОБ) осадочных бассейнов. К первому относятся западные районы Енисей-Хатангского регионального прогиба (ЕХРП), представляющие собой крупную линейно вытянутую отрицательную структуру, разделяющую Таймырскую покровно-складчатую область и Сибирскую платформу. Граница с ЗСОБ условна и проводится по смене структур субширотного простирания характерных для ЕХРП, на субмеридиональные тектонические элементы,

развитые в арктических районах Западной Сибири [Конторович, Гребенюк, Кузнецов, 1994].

Под зоной сочленения авторами рассматривается территория к северу (Усть-Портовский, Рассохинский и Гыданский мегавыступы, Предтаймырская мегамоноклиза, Южно-Таймырская и Северо-Мессояхская мегамоноклинали осложняющие структурный план ЕХРП) югу (Предъенисейская мегамоноклиза, Долгонская мезоноклинали и Красноселькупская моноклиза) от Мессояхской наклонной гряды (рис. 1). Площадь исследуемой территории в пределах распространения мезозойского осадочного чехла составляет 216 тыс. км². По имеющимся данным на рассматриваемой территории пробурено более 350 поисковых, разведочных и параметрических скважин, около трети из которых вскрыли юрские отложения. Нефтегазопромысловые работы здесь были начаты ещё в начале тридцатых годов прошлого века, в связи с необходимостью решения проблемы нефтегазоносности Сибири. Всего с 1965 г. на территории исследования было открыто более 25 месторождений, преимущественно газовых и газоконденсатных по фазовому составу.

Большой вклад в изучение нефтегазовой геологии и гидрогеологии ЕХРП в разные годы внесли такие выдающиеся учёные, как Л.Ю. Аргентовский, А.П. Афанасенков, Ф.Г. Бакулин, В.В. Баулин, Е.Г. Бро, В.И. Бодылевский, А.Г. Войцеховская, Г.Д. Гинсбург, И.С. Грамберг, В.В. Гребенюк, А.И. Данюшевская, В.П. Девятков; Г.А. Дмитриева, В.Ф. Ермаков, Г.А. Иванова, В.И. Казаис, Г.Н. Карцева, Е.П. Колокольцева, Л.Ф. Колотова, А.Э. Конторович, В.А. Конторович, Н.Е. Котт, В.И. Кислухин, Л.Л. Кузнецов, Д.П. Куликов, И.Г. Левченко, К.И. Микуленко, В.Д. Накаряков, Н.И. Обидин, И.Д. Полякова, В.М. Пономарев, О.В. Равдоникас, З.З. Ронкина, С.Е. Рудкевич, В.Н. Сакс, М.Х. Сапир, В.Г. Сибгатуллин, П.Д. Сиденко, В.А. Соловьев, Д.С. Сороков, Г.Д. Степаненко, Д.Б. Тальвирский, Н.И. Шульгина А.В. Щербаков, Ю.В. Федоров и другие [Сакс, Ронкина, 1957; Байбородских, Бро и др. 1968; Карцева, Ронкина и др., 1971, Иванова,

Мелькановицкая, 1973; Гинсбург, Иванова, 1977; Кислухин, 1986; Куликов, 1989; Конторович и др., 1994; Исаев и др., 2010; Кох, Новиков, 2014; Афанасенков и др., 2017; Новиков, 2017; Novikov, 2017; Vernikovsky et al, 2018].

С начала поисково-разведочных работ, направленных на поиски месторождений углеводородов (УВ) в арктической части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, накоплен обширный фактический материал, отражающий особенности геологического строения, нефтегазоносности, гидрогеологии и гидрогеохимии мезо-кайнозойского осадочного чехла. Однако, до последнего времени практически не делалось попыток комплексирования методов нефтегазовой геологии и гидрогеологии с целью выявления перспективных на обнаружение залежей УВ объектов. В настоящей работе сделана попытка реализации такого подхода на примере зоны сочленения ЕХОБ и ЗСОБ.

ФАКТИЧЕСКИЙ МАТЕРИАЛ И МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ

В качестве объекта исследования выбраны юрские резервуары, как наименее изученные в мезо-кайнозойском разрезе исследуемого региона. Степень изученности резервуаров растет вверх по разрезу и связана главным образом с тем, что основной объем поисково-разведочного бурения приходился на более перспективные меловые нефтегазоносные комплексы (НГК). Вторым фактором низкой изученности является глубокое залегание юрских НГК в погруженных частях ЕХОБ (на глубинах 5,5 км). Скважины вскрывшие полный разрез юрских отложений (скв. 1 Зимняя, скв. 1 Тампейская и скв. 1 и 2 Семеновской площади) пробурены в сводовой части Усть-Портовского мегавыступа. Остальные скважины вскрывшие нижние горизонты юры, также приурочены к антиклинальным структурам (Малохетская, Нижне-Хетская, Долганская, Суходудинская, Джангодская и др. площади).

В составе юрского разреза выделяется шесть региональных резервуаров (рис. 2), связанных с одноименными свитами [Решения..., 2004]. Одним из наиболее изученных является сиговский резервуар. С гидрогеологической точки зрения он соотносится с

оксфордским водоносным горизонтом верхнеюрского водоносного комплекса. Ниже залегающие мальшевский (верхнебайосско-батский водоносный горизонт), вымский (нижнебайосский водоносный горизонт), надояхский (верхнетоарский водоносный горизонт), шараповский (верхнеплинсбахский водоносный горизонт) и зимний (геттангско-нижнеплинсбахский водоносный горизонт) резервуары входят в состав нижне-среднеюрского водоносного комплекса, который вместе с вышезалегающим, входит в состав нижнего гидрогеологического этажа [Кругликов и др., 1985; Шварцев, Новиков, 2004; Матусевич и др., 2005, Новиков, Лепокуров, 2005].

Для расчленения осадочного чехла был привлечен комплекс каротажных диаграмм по более чем 200 скважинам. В качестве основных методов ГИС были использованы стандартный и радиоактивный каротажи; вспомогательными методами послужили кавернометрия, а также индукционный и акустический каротаж, проводимые в большинстве скважин, пробуренных позднее 1980-х годов. При описании литологического состава и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород юрского комплекса, были использованы данные по 45 скважинам включающие более 2500 определений пористости и более 1800 определений проницаемости образцов керна, выполненных в ИНГГ СО РАН.

Гидрогеохимические материалы, послужившие основой для настоящей работы, были получены за длительный период времени. В этой связи была проведена тщательная разбраковка фактических данных и необходимая статистическая обработка для выделения характеристик гидрогеохимического фона, а также аномалий, расчет общепринятых химических и генетических коэффициентов основывался на методиках принятых в нефтегазовой гидрогеологии [Карцев и др., 2015]. Обработка и интерпретация геолого-геофизической и гидрогеохимической информации проводилась с применением программных средств Microsoft Excel, STATISTICA, SURFER, а также разработанных в ИНГГ СО РАН специализированных пакетов Las&Log, GridBuilder-GridMaster. Электронная база данных по юрским водоносным комплексам исследуемой территории

достаточно представительна и включает результаты испытаний и гидрогеохимического опробования 137 объектов (86 проб пластовых вод). Были выявлены особенности геохимии подземных вод, включая расчет широко применяемых при интерпретации гидрогеохимических данных отношений (HCO_3/Cl , V/Br , Ca/Cl , rNa/rCl и Cl/Br). Исследования позволили установить степень метаморфизации химического состава подземных вод при катагенетических изменениях вмещающих отложений и взаимодействии в системе вода-порода-газ-органическое вещество, а также выявить характеристики гидрогеохимического фона и аномалий.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Геологическое строение и фильтрационно-емкостные свойства

Несмотря на то, что подавляющее большинство из открытых к настоящему времени месторождений содержат залежи в меловых отложениях, юрские резервуары остаются одними из перспективных объектов на поиски нефти и газа в данном регионе. Отложения юры носят повсеместное распространение, постепенно выклиниваясь к бортам прогиба. К настоящему времени их нефтегазоносность доказана на Нижне-Хетской (верхняя юра), Зимней и Хабейской (средняя юра) площадях. Кроме того, нефтегазопроявления отмечаются на 16 площадях по всему юрскому разрезу.

В юрских отложениях на исследуемой территории выделяются два нефтегазоносных комплекса (НГК), которые соотносятся с верхнеюрским и нижне-среднеюрским водоносными комплексами, характеризующиеся различными чертами геологического и гидрогеологического строения, гидрогеохимическими особенностями и степенью геолого-геофизической изученности (см. рис. 2).

Нижне-среднеюрский НГК. В состав комплекса входят зимний (геттангско-нижнеплинсбахский водоносный горизонт), шарاپовский (верхнеплинсбахский водоносный горизонт), надояхский (верхнетоарский водоносный горизонт), вымский (нижнебайосский водоносный горизонт) и мальшевский (верхнебайосско-батский

водоносный горизонт) резервуары (см. рис 2). НГК характеризуется невысокой степенью изученности. Кровля комплекса вскрыта более чем 70 скважинами, однако на полную мощность его отложения вскрываются единичными скважинами в пределах Мессояхской наклонной гряды.

Проницаемая часть **зимнего резервуара (геттангско-нижнеплинсбахского водоносного горизонта)** соответствующая одноимённой свите в немногочисленных образцах керна представлена неравномерным чередованием песчанистых, алевритистых и алевролитоглинистых пачек мощностью от нескольких до первых десятков метров, невыдержанных по простиранию. В районе Точинской, Долганской, Малохетской, и Нижнехетской площадей отложения свиты размыты. Вскрытая толщина зимней свиты 180-230 м, песчанистость свиты составляет в среднем 45 %. По единичным определениям песчаники зимней свиты представлены мелкозернистыми разностями и имеют низкую пористость (4,4-10,9 %) и проницаемость (менее $0,01 \cdot 10^{-12}$ мкм²).

Флюидоупором для зимней свиты служат глинисто-алевролитовые породы левинской свиты (верхнеплинсбахского водоупорного горизонта) толщиной 60-160 м. Песчанистость свиты во вскрывших её скважинах не превышает 3%, пористость в среднем составляет 3%, проницаемость – $0,0-0,06 \cdot 10^{-12}$ мкм². Из пород зимнего резервуара на Семёновской и Тампейской площадях были получены незначительные притоки газа; на Зимней площади – газ с конденсатом.

Проницаемая часть **шараповского резервуара (верхнеплинсбахского водоносного горизонта)** соответствующая шараповской свите на исследуемой территории представлена средне-мелкозернистыми песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. Вскрытая толщина свиты составляет от 60 до 110 м. Песчанистость свиты изменяется в широких пределах (от 2 до 90 %), составляя в среднем 45-50 %. В пределах ЕХОБ пористость песчаников и алевролитов варьирует в интервале от 3,2 до 15,65, проницаемость – от 0,01 до $2,66 \cdot 10^{-12}$ мкм². В прилегающих районах ЗСОБ

немногочисленные образцы песчаников имеют пористость 7,0-11,1%, а проницаемость – $0,01-7,0 \cdot 10^{-12}$ мкм² (в трещиноватых разностях до $27,6 \cdot 10^{-12}$ мкм²).

Флюидоупором для отложений шараповской свиты служат глины китербютской свиты (нижнетоарского водоупорного горизонта), представляющей собой преимущественно глинистую толщу сформировавшуюся в морских и прибрежно-морских условиях седиментации со средней толщиной порядка 30 м. Свита, за редким исключением, имеет песчанность близкую к нулевой. В пределах ЕХОБ редкие образцы алевролитов имеют пористость 7,9-9,0% при нулевой проницаемости. В прилегающих районах ЗСОБ пористость в единичных образцах алевролитов не превышает 6-7%, в прослоях песчаников – 14,3%. Проницаемость изменяется от нулевой до $1,1 \cdot 10^{-12}$ мкм². Газопроявления в породах шараповского резервуара были отмечены на Малохетской и Тампейской площадях.

Проницаемая часть **надояхского резервуара (верхнетоарского водоносного горизонта)** соответствующая одноимённой свите представлена песчано-алевролитоглинистыми отложениями, с заметным преобладанием песчаников. Песчаники мелководно-морские, дельтовые, средне-мелкозернистые. Толщина свиты изменяется от 70 до 275 м, в среднем составляя 165 м. Значения песчанности свиты 60-90%. В пределах рассматриваемого района песчаники и алевролиты надояхской свиты характеризуются широкой вариацией ФЕС. Пористость пород изменяется от 3,8 до 19,7%, при среднем значении 14-18%. Проницаемостью варьирует от 0,001 до $60 \cdot 10^{-12}$ мкм², при среднем значении $10-30 \cdot 10^{-12}$ мкм².

Флюидоупором для проницаемых отложений надояхской свиты служит лайдинская свита (ааленский водоупорный горизонт), сложенная преимущественно аргиллитами с маломощными прослоями алевролитов и песчаников. Толщина свиты колеблется от 20 до 90 м, средняя толщина свиты составляет порядка 50 м. Песчанность лайдинской в большинстве случаев близка к нулевой. Пористость в аргиллитах и алевролитах свиты по

единичным образцам может достигать 6% при проницаемости обычно менее $1,0 \cdot 10^{-12}$ мкм². Незначительные притоки газа из отложений надояхского резервуара получены на Малохетской, Тампейской и Рассохинской площадях.

Проницаемая часть **вымского резервуара (нижнебайосского водоносного горизонта)** соответствующая одноимённой свите сложена преимущественно песчаниками, с подчиненными прослоями алевролитов и реже аргиллитов. Толщина свиты изменяется в широких пределах от 65 м в сводовой части Усть-Портовского мегавыступа до 420 м в крупных депрессиях. Песчаность резервуара изменяется от 34 до 90% составляя в среднем около 70% (рис. 3). В западных районах ЕХОБ пористость в песчаниках и алевролитах составляет 3,8-18,1% (обычно 10-12%), проницаемость 0,01 - $16,6 \cdot 10^{-12}$ мкм² (в среднем $1,0 \cdot 10^{-12}$ мкм²). В приграничных районах ЗСОБ пористость алевролитов и песчаников варьирует от 7,7 до 9,5%. Проницаемость пород изменяется в широких пределах от 0,01 до $46,7 \cdot 10^{-12}$ мкм². В целом фильтрационно-ёмкостные свойства пород улучшаются в южном направлении [Борисов, Пономарева, 2011].

Флюидоупором для проницаемых отложений вымской свиты служит глинистая леонтьевская свита (верхнебайосский водоупорный горизонт). Толщина свиты изменяется от 20 м в периферийных районах до 290 м в центральных. Песчаность свиты изменяется от 0 до 30%, увеличиваясь до 60% к бортам бассейна. В целом же по территории исследования песчаность свиты низкая и составляет в среднем около 7%. В разрезе свиты на ряде площадей выявлено значительное количество песчаных и алевролитовых прослоев, что заметно снижает ее изолирующие свойства. Пористость пород леонтьевской свиты на территории ЕХРП варьирует от 1,2 до 10,0%. Породы в основном непроницаемы, но в отдельных образцах проницаемость составляет до $2,0 \cdot 10^{-12}$ мкм². К отложениям вымской свиты приурочена залежь газа Балахнинского месторождения, расположенного в восточной части Енисей-Хатангского регионального прогиба. Кроме того, газопроявления установлены на Пеляткинской, Малохетской, Южно-Соленинской и

Яровской площадях, а в породах леонтьевской свиты газопроявления отмечены на Малохетской и Сузунской.

Проницаемая часть *мальшевского резервуара (верхнебайосско-батского водоносного горизонта)* представлена мальшевской свитой. В районе исследования свита имеет повсеместное распространение. На Мессояхской и Семёновской площадях в сводовой части Мессояхской наклонной гряды, отложения свиты частично размыты. Толщина свиты изменяется от 95 м в пределах Усть-Портовского мегавыступа до 550 м в осевой части ЕХРП. В целом свита сложена ритмичным чередованием пачек алевролитов, песчаников, аргиллитов и их переходных разностей. Песчаники разномерные, средней сортировки. Толщина песчаников мальшевской свиты на рассматриваемой территории в среднем составляет около 100-120 м. Заметное уменьшение их толщин установлено в северо-западном направлении и к периферии бассейнов. Песчаность свиты достигает местами 90-95% (рис. 4), составляя в среднем 55-60%. В пределах ЕХОБ пористость проницаемых пород изменяется от 4,8 до 23,9%, при среднем значении 10-16%. Проницаемость большинства образцов керна не превышает $1,0 \cdot 10^{-12}$ мкм², достигая в единичных случаях $124 \cdot 10^{-12}$ мкм². Южнее, на территории ЗСОБ средние значения пористости растут до 16-19%, а проницаемости до $20,0-40,0 \cdot 10^{-12}$ мкм² [Борисов, Пономарева, 2011].

Флюидоупором для мальшевской свиты в северной части ЕХОБ служит мощная глинистая толща гольчихинской свиты (батско-берриасского водоупорного горизонта), а в районах распространения сиговской свиты отложения мальшевской свиты контролируется точинским флюидоупором (келловейским водоупорным горизонтом) (см. рис. 2). Гольчихинская свита сформирована в условиях мелководного шельфа и представлена аргиллитами с прослоями глинистых алевролитов. Глинистый материал представлен гидрослюдой, каолинитом, хлоритом и смешаннослойными минералами, без существенного доминирования какого-либо компонента. Толщины свиты изменяются от

100 до 800 м в наиболее погруженной части прогиба. Песчанность флюидопора близка к нулевой, лишь в исключительных случаях составляет 9-10%. ФЕС пород низкие, лишь в отдельных алевритистых прослоях отмечаются значения пористости до 9% и проницаемости до $0,59 \cdot 10^{-12}$ мкм² [Борисов, Пономарева, 2011].

Толщина точинской свиты варьирует в широких пределах от первых метров в сводовых частях Усть-Портовского мегавыступа до 300 м в переклинали Рассохинского мегавыступа (Джангодская №4). Средние толщины свиты составляют 50-70 м. Песчанность свиты на исследуемой территории за исключением единичных случаев нулевая либо близкая к нулевой. Пористость проницаемых разностей в составе свиты редко превышает 6-7%, проницаемость практически не превышает $0,01 \cdot 10^{-12}$ мкм², но в микротрещиноватых разностях может достигать $3,11 \cdot 10^{-12}$ мкм². На юге рассматриваемой территории средняя пористость возрастает до 12-16%, а проницаемость до $0,17 \cdot 10^{-12}$ мкм². В мальшевской свите открыты залежи на Зимнем и Хабейском газовых месторождениях. На девяти площадях зафиксированы нефте- и газопроявления (Зимней, Мессояхской, Хабейской, Джангодской и других).

Верхнеюрский НГК. На территории исследования комплекс представлен единственным *сиговским резервуаром (оксфордским водоносным горизонтом)*, развитым в восточной части исследуемой территории и связанным с распространением проницаемых пород сиговской свиты, перекрывающимися флюидопором яновстанской свиты (кимериджско-берриасским водоупорным горизонтом) (см. рис. 2). В сводовой части Мессояхской наклонной гряды на ряде площадей отложения комплекса полностью (Семёновская, Мессояхская, Зимняя, Малохетская) или частично (Тампейская, Майская, Солёнинские) размыты. Проницаемая часть комплекса имеет достаточно высокую изученность глубоким бурением, её вскрывает около 40 скважин, однако большая их часть приурочена к Усть-Портовскому мегавыступу, осложняющему структурный план Мессояхской наклонной гряды.

Сиговская свита имеет песчано-алевролитоглинистый состав, с преобладанием песчано-алевритовых разностей над глинистой составляющей. Породы плохо сортированные, средне и мелкозернистые иногда с прослоями гравелитов. Песчаные пласты имеют толщину от нескольких до 25-30 м и разделены глинисто-алевролитовыми перемычками. Песчаность свиты варьирует от первых процентов вблизи зоны выклинивания свиты до 85 %, в среднем составляя 25-35 %. (рис. 5). Песчаники обладают пористостью от 10,7 до 18,0 %, при среднем 15-16 % и проницаемостью не превышающей $0,6 \cdot 10^{-12}$ мкм².

Флюидоупором для проницаемых пород резервуара служит яновстанская свита, представленная глинистыми алевролитами и алевритистыми аргиллитами. Ее толщины изменяются от 0-50 м в присводовых частях Усть-Портовского мегавыступа до 700 м в Большехетской мегасинеклизе. Песчаность свиты близка к нулевой. В отдельных скважинах Джангодской, Рассохинской и Суходудинской площадей в составе свиты прослеживаются один-два маломощных песчаных пласта, общая песчаность толщи при этом не превышает 15%. Пористость алевролитов варьирует от 1,5 до 11,0%; в песчаных пропластках пористость повышается до 13%. Аргиллиты и алевролиты в основном непроницаемы, песчаники имеют проницаемость преимущественно менее $1,0 \cdot 10^{-12}$ мкм². В пределах ЕХОБ из песчаного пласта СГ₁ в кровле сиговской свиты получен приток газа дебитом 82,6 тыс.м³/сут на Нижнехетском месторождении. Еще одна небольшая газовая залежь открыта на Тагульской площади в ЗСОБ. Отдельные нефтегазопроявления отмечены на Озерной, Нижне-Хетской и Южно-Солёнинской площадях.

Гидрогеологические условия и гидрогеохимия

Особенности гидрогеологического строения

Детальный анализ результатов геолого-геофизических и гидрогеологических исследований впервые позволил выполнить гидрогеологическое стратифицирование юрских резервуаров зоны сочленения ЕХОБ и ЗСОБ (см. рис. 2). Согласно современной

терминологии при расчленении геологического разреза выделены следующие основные гидрогеологические подразделения: водоносный пласт, водоносный/водоупорный горизонт, гидрогеологический (водоносный/водоупорный) комплекс и гидрогеологический этаж. Наиболее мелкими таксономическими единицами являются водоносный пласт и горизонт [Гидрогеология...,1970; Кругликов и др., 1985; Карцев и др., 2015]. Первые схемы гидрогеологической стратификации ЗСОБ были составлены в 1950-х годах под редакцией М.С. Гуревича, Б.Ф. Маврицкого, Н.М. Кругликова и других. На них были отображены границы водоносных и водоупорных комплексов. Как показывает их сравнительный анализ, основной целью гидрогеологической стратификации являлось отражение цикличности осадконакопления (формирования водовмещающих/водоупорных пород) в разных масштабах ее проявления. По мере накопления геологического материала детальность проводимой гидрогеологической стратификации значительно увеличивалась. Общие закономерности стратиграфического и гидрогеологического расчленения разреза изучаемого региона были установлены ранее в ИНГГ СО РАН [Кох, Новиков, 2014; Новиков, 2017; Борисов, Казаненков, 2018].

Особенности геологического строения и фильтрационно-емкостных свойств нижне-среднеюрского и верхнеюрского водоносных комплексов рассмотрены выше. От зоны гипергенеза (кайнозойского водоносного яруса) водоносные комплексы нижнего гидрогеологического этажа изолированы выдержанной по латерали турон-олигоценовой водоупорной толщей. Ее экранирующие свойства существенно повышаются за счет повсеместно развитой криогенной толщи, местами достигающей 600 метров [Трофимов, Васильчук, 1987]. Выделенные гидрогеологические подразделения распространены не повсеместно и значительная часть водоносных горизонтов выпадает из гидрогеологического разреза вследствие размыва в пределах Мессояхской наклонной гряды, Рассохинского мегавыступа или выклинивания в прибортовых частях прогиба (рис. 6). Исходя из установленных особенностей гидрогеологического строения осадочного

чехла изучаемого района ранее выделено и подробно описано восемь типов разреза [Кох, Новиков, 2014]. Так, первый тип гидрогеологического разреза характеризуется наличием в разрезе юры и верхнего мела всех водоносных подразделений. Для второго типа разреза характерна глинизация проницаемых отложений верхней юры. Третий тип разреза отличается глинизацией нижнемеловых резервуаров. Для четвертого типа установлен размыв всех водоносных комплексов нижнего гидрогеологического этажа. Пятый тип характеризуется полным или частичным размывом верхнеюрских отложений. Для шестого типа характерно выпадение из разреза отложений нижнего мела. Седьмой тип разреза характеризуется отсутствием низов ниже-среднеюрского водоносного комплекса и повсеместной глинизацией отложений верхней юры и нижней части неокома. Восьмой тип отличается минимальными толщинами осадочного чехла и полным отсутствием в разрезе отложений юры [Кох, Новиков, 2014].

Тип гидрогеологического разреза оказывает определяющее влияние на гидродинамические и гидрогеохимические особенности. Так, наиболее полные разрезы (второй и седьмой типы), распространенные на большей части изучаемой территории, за исключением его восточных районов, характеризуются напряжённым гидродинамическим полем с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД) с K_a до 1,92 в границах ниже-среднеюрских и неокомских комплексов. Современное гидродинамическое поле исследуемого региона характеризуется наличием двух типов водонапорных систем: элизионной типичной для внутренних областей и инфильтрационной для прибортовых частей бассейнов. Далее рассмотрим особенности гидрогеохимии юрских водоносных комплексов.

Химический состав и гидрогеохимическая зональность

На территории исследований в ниже-среднеюрских и верхнеюрских резервуарах развиты подземные воды различного химического состава. Преобладают слабощелочные воды (рН от 7,5 до 8,3) с величиной общей минерализации от 3 до 23,3 г/дм³

гидрокарбонатно-хлоридного натриевого, хлоридно-гидрокарбонатного натриевого и хлоридного натриевого типов (по С.А. Щукареву) (рис. 7). Накопление основных элементов (Cl, Na, K, Mg, Ca, Br, J, B) в растворе напрямую зависит от их химического типа и контролируется величиной общей минерализации. Результаты исследований типовых проб юрских резервуаров сведены в таблицу 1. Изучаемые воды прошли стадию десульфатизации в начале диагенеза (иловая стадия), в этой связи концентрации сульфат-иона не превышают 10-80 мг/дм³.

Резервуары *нижне-среднеюрского водоносного комплекса* характеризуются наличием слабощелочных вод с величиной общей минерализации 3-23,3 г/дм³. Наиболее минерализованные воды развиты на Зимней (17,0-18,4 г/дм³), Рассохинской (11,2-15,1 г/дм³) и Суходудинской (11,1-23,3 г/дм³) площадях. Величина общей минерализации подземных вод закономерно снижается в направлении периферии бассейна до 3-5 г/дм³. Эта тенденция проявлена также в смене их химического состава с хлоридного натриевого на гидрокарбонатно-хлоридный натриевый. В вышележащем *верхнеюрском водоносном комплексе* установлены преимущественно слабощелочные воды со значениями общей минерализации от 6,1 до 15,3 г/дм³. Наиболее минерализованные воды хлоридного натриевого состава установлены на Ванкорской (13,1-15,3 г/дм³), Рассохинской (13,6-14,5 г/дм³) и Суходудинской (10,6-11,2 г/дм³) площадях. Выявлена тенденция снижения общей минерализации подземных вод до 3-5 г/дм³ по мере приближения к границе глинизации оксфордского водоносного горизонта в западных районах и его внешней области питания в восточных. Та же закономерность отмечается при смене химических типов подземных вод с хлоридного натриевого на хлоридно-гидрокарбонатный и гидрокарбонатно-хлоридный натриевый.

С ростом минерализации подземных вод происходит закономерная смена их химического типа с гидрокарбонатно-хлоридного на хлоридный натриевый и снижение величины генетических коэффициентов: $r_{Na/rCl}$, Cl/Br , HCO_3/Cl и B/Br [Novikov, 2018 a].

Так, например, значения коэффициента метаморфизации rNa/rCl снижаются с 1,37-2,74 при солёности вод 3-10 г/дм³ до 0,91-1,02 при минерализации более 11-15 г/дм³. Уменьшение величины в два и более раза характерно также для всех других генетических коэффициентов. Значения Cl/Br коэффициента понижаются с 296-582 при минерализации 5-7 г/дм³ до 131-151 при солёности более 11 г/дм³, HCO_3/Cl с 1,07-2,67 до 0,02-0,05, V/Br с 0,42-2,69 до 0,14-0,37 соответственно (см. табл. 1). В этом же направлении происходит рост степени метаморфизации подземных вод и их родства с морскими водами.

Арктические районы Западной Сибири характеризуются широким развитием инверсионного типа вертикальной гидрогеохимической зональности. Природа этого явления до сих пор носит дискуссионный характер [Крюков и др., 1962; Карцев, 1992; Шварцев, Новиков, 2004; Novikov, Sukhorukova, 2015; Новиков, 2019 а]. Ключевыми причинами ее возникновения среди геологических факторов выступают процессы элизионного водообмена и нефтегазообразования. Изучаемый регион не является исключением. Здесь, как и в прилегающих районах ЗСОБ широко развиты процессы инверсии гидрогеохимического поля. В юрско-меловом разрезе установлено снижение минерализации подземных вод от 16-20 г/дм³ в апт-альб-сеноманских резервуарах до 5-10 г/дм³ (и менее) в юрских, что сопровождается сменой химического типа вод с хлоридного натриевого (на глубинах 2200-2500 м) на хлоридно-гидрокарбонатный натриевый и гидрокарбонатно-хлоридный натриевый. Случаи аномальных для этой зоны подземных вод (общая минерализация > 15 г/дм³) установлены на Суходудинской и Рассохинской площадях и связаны с процессами восходящей разгрузки подземных вод из более погруженных водоносных горизонтов в зонах тектонических нарушений.

Прогноз нефтегазоносности юрских резервуаров

Критерии нефтегазоносности

Как отмечалось выше, изучаемый район характеризуется крайне низкой степенью изученности глубоким бурением юрских отложений. Большинство скважин пробурено в

присводовых частях крупных положительных структур (Усть-Портовский и Рассохинский мегавыступы). Прогноз нефтегазоносности при таких обстоятельствах требует вовлечения в анализ всего имеющегося геолого-геофизического и гидрогеологического материала, поскольку открытие новых месторождений следует связывать с ловушками неантиклинального типа. На первый план в практике поисковых работ в этом случае выходят гидрогеологические критерии нефтегазоносности. Вопросы прогноза нефтегазоносности по гидрогеологическим критериям в пределах северных и арктических районов Западной Сибири изучали Е.А. Барс, Г.Д. Гинсбург, Л.М. Зорькин, Г.А. Иванова, А.А. Карцев, А.Э. Конторович, В.А. Кротова, В.М. Матусевич, И.И. Нестеров, Д.А. Новиков, Р.Г. Прокопьева, Н.Н. Ростовцев, М.И. Суббота, Е.В. Стадник, В.Б. Торгованова и другие.

Согласно принятым в нефтегазопроисковой гидрогеологии подходам, прогнозы нефтегазоносности проводят в три этапа: оценка бассейна в целом; оценка отдельных этажей (комплексов) в пределах бассейна; оценка локальных площадей с целью постановки поискового бурения. При этом в большинстве работ прямые и косвенные гидрогеологические показатели перспектив нефтегазоносности делятся на несколько основных групп [Карцев, 1992; Матусевич и др., 2005; Шварцев, Новиков, 2011; Карцев и др., 2015]. Первая включает *общегидрогеологические и палеогидрогеологические*: тип бассейна, объем осадочного выполнения, выдержанность водоносных горизонтов и их ФЕС, наличие водоупорных толщ, преобладание элизионного режима и другие. В группу *гидродинамических* критериев входят характер водообмена, скорость движения подземных вод, соотношение пьезометрических уклонов с падением водоносных горизонтов, наличие пьезомаксимумов и пьезоминимумов, межпластовые перетоки и т.д. Группа *геотермических* показателей объединяет выделение зон с оптимальными температурами для протекания процессов генерации УВ, разгазирования подземных вод и сохранности залежей нефти и газа; наличие аномалий в структуре геотермического поля внутренних

районов бассейна связанных с зонами разгрузки подземных вод и т.д. Группа *гидрогеохимических* критериев является наиболее широкой и характеризует геохимические особенности подземных вод: химический тип и величина общей минерализации, микроэлементный состав (NH_4 , Br, B, J и другие), нафтеновые, гуминовые и жирные кислоты, бензол, толуол, фенолы и другие. К *газовым* показателям относятся: содержание метана и его гомологов, общая газонасыщенность подземных вод и упругость газов, степень насыщения подземных вод газами (Kг), коэффициенты $\text{N}_2/\Sigma\text{TU}$, He/Ar , $\text{CH}_4/\Sigma\text{TU}$, $i\text{C}_4\text{H}_{10}/n\text{C}_4\text{H}_{10}$ и другие.

На основе перечисленных выше групп гидрогеологических критериев авторами дается прогноз нефтегазоносности ниже-среднеюрских и верхнеюрских отложений зоны сочленения Енисей-Хатангского и Западно-Сибирского осадочных бассейнов. В таблицах 2 и 3 приводятся численные значения основных гидрогеологических критериев, взятых в основу при выделении различных по перспективности категорий земель (с высокими, средними, низкими и неясными перспективами на открытие залежей УВ). Детальный анализ полученных данных показал, что среди рассмотренных групп критериев наиболее достоверными выступают группы гидродинамических, гидрогеохимических и газовых.

Значения критериев в общегидрогеологических и геотермических группах варьируют в весьма широких пределах, что делает нецелесообразным их применение в качестве определяющих при прогнозе. Так, толщины песчаников резервуаров, их песчаность и ФЕС практически одинаковы в объектах, как с притоками пластовых вод, так и с УВ и не отличается от таковых в «сухих» объектах (см. табл. 2, 3). Пластовые температуры и геотермические градиенты также весьма переменны. Например, значения геотермических градиентов совпадают в объектах с разным насыщением как для ниже-среднеюрских (2,2-3,3 °С/100 м), так и верхнеюрских (2,8-3,3 °С/100 м) резервуаров. В геотермическом поле они отражают аномалии, связанные с зонами региональных разломов и разгрузки подземных вод из более глубоких горизонтов [Новиков, 2019 б].

Рассмотрим подробнее результаты изучения групп «достоверных» критериев. При анализе структуры гидродинамического поля установлено, что в потенциальных зонах генерации УВ в депрессиях уровень его напряженности значительно выше, нежели чем в зонах аккумуляции УВ. Так, в пределах ниже-среднеюрских резервуаров Ка составляют до 1,92 в депрессиях и до 1,36 в сводах положительных структур (табл. 2). Аналогичные зависимости установлены для верхнеюрских отложений (Ка составляют до 1,40 в погруженных зонах и до 1,09 в приподнятых) (табл. 3). Как было показано нами ранее, структура современного гидродинамического поля в изучаемом регионе связана с эволюцией элизионных водонапорных систем. Элизионная литостатическая система начинает приобретать черты элизионной термодегидратационной с глубины около 2-2,5 км [Новиков, 2019 а].

Как отмечалось ранее, группа гидрогеохимических критериев является наиболее многочисленной. Из приведенных критериев (см. табл. 2, 3) наибольшую достоверность показали элементы имеющие органическую природу NH_4 , В, J, а также нефтяные кислоты и бензол. Среди коэффициентов следует отметить отношения В/Вг, HCO_3/Cl и в меньшей степени rNa/rCl , Cl/Vg и Ca/Cl . Так, отношение В/Вг в «продуктивных» структурах составляет до 1,24 в ниже-среднеюрских резервуарах и до 0,67 в верхнеюрских, тогда как в «пустых» структурах составляют до 2,69 и до 0,44 соответственно, что может свидетельствовать о наличии пропущенных залежей УВ в ниже-среднеюрском комплексе. Среди газовых критериев наиболее достоверными являются содержания в составе водорастворенных газов (ВРГ) метана и его гомологов, величина общей газонасыщенности подземных вод, а также степень насыщения пластовых вод газами (Кг). Например, величина общей газонасыщенности подземных вод для ниже-среднеюрских резервуаров составляет $> 2,0$ л/л в пределах «продуктивных» структур; для верхнеюрских $> 1,7$. Для «пустых» структур она составляет 0,1-2,2 и 0,7-2,0 соответственно. Ранее отмечалось, что значения общей газонасыщенности подземных вод

более 1,8 л/л характеризуют приконтурные зоны залежей УВ [Novikov, 2018 б; Новиков, 2018].

Статистический анализ количественного распределения показателей из гидрогеохимической и газовой групп критериев нефтегазоносности в объектах с притоками пластовых вод и признаками УВ позволил выявить характеристики гидрогеохимического фона и пороговые значения аномалий (см. табл. 2, 3). В качестве примера, для нижне-среднеюрских резервуаров аномальными будут значения (мг/дм³): $\text{NH}_4 > 8,0$; нафтеновых кислот $> 7,0$; бензола $> 0,08$ и т.д. Отношения $r\text{Na}/r\text{Cl} > 1,30$; $\text{Cl}/\text{Br} > 180$; $\text{V}/\text{Br} > 0,50$; $\text{HCO}_3/\text{Cl} > 0,60$; $\text{Ca}/\text{Cl} > 0,08$. Содержания в составе ВРГ (об.%): метана $> 90,0$ и его гомологов $> 4,5$. Значения общей газонасыщенности подземных вод $> 1,8$ л/л и степень насыщения пластовых вод газами (Кг) $> 0,8$. Для сравнения в верхнеюрских резервуарах аномальными будут значения (мг/дм³): $\text{NH}_4 > 9,0$; нафтеновых кислот $> 6,0$; бензола $> 0,08$ и т.д. Отношения $r\text{Na}/r\text{Cl} > 1,30$; $\text{Cl}/\text{Br} > 180$; $\text{V}/\text{Br} > 0,40$; $\text{HCO}_3/\text{Cl} > 0,50$; $\text{Ca}/\text{Cl} < 0,01$. Содержания в составе ВРГ (об.%): метана $> 90,0$ и его гомологов $> 4,5$. Значения общей газонасыщенности подземных вод $> 1,8$ л/л и степень насыщения пластовых вод газами (Кг) $> 0,8$.

Прогноз нефтегазоносности

Анализ особенностей гидрогеологического строения и выявленных гидрогеохимических аномалий позволил выделить в юрском разрезе изучаемого региона четыре категории земель: высоко-, средне- и низкоперспективные, а также земли с неясными перспективами нефтегазоносности, относящиеся к районам практически не изученным глубоким бурением.

Большая часть высокоперспективных земель в *нижне-среднеюрских* отложениях приурочены к крупным положительным структурам: Мессояхской наклонной гряде и осложняющему ее Усть-Портовскому мегавыступу в центральной части района исследований и юго-западной периклинали Рассохинского мегавыступа в северо-западной

его части (рис. 1, 8). Вторые по значимости территории высокоперспективных земель контролируются крупными и средними промежуточными структурами: Северо-Мессояхской мегамоноклиной и Долгонской мезамоноклиной. На севере изучаемой территории высокоперспективные земли связаны с зонами выклинивания ниже-среднеюрских резервуаров, где возможно ожидать открытие залежей УВ, связанными с ловушками стратиграфического и литолого-стратиграфического типа. Большинство нефтегазопроявлений связано с мальшевским и вымским резервуарами на Семеновской, Зимней, Турковской, Мало-Хетской и других площадях (см. рис. 8). К мальшевскому резервуару приурочены газовые залежи на Зимнем и Хабейском месторождениях. К среднеперспективным землям отнесены территории обрамляющие высокоперспективные зоны. Территории с низкими перспективами нефтегазоносности приурочены к периферийным районам ЕХОБ и ЗСОБ. Области с неясными перспективами расположены в пределах крупных отрицательных структур: Антипаютинско-Тадебеяхинской мегасинеклизы на юге и осевой части ЕХРП на севере, где единичными скважинами вскрыты лишь верхи ниже-среднеюрского комплекса (см. рис. 8).

В *верхнеюрском* комплексе исследуемого региона перспективы связаны с развитием сиговского резервуара (рис. 9). Высокоперспективные земли локализованы в двух зонах. Первая приурочена преимущественно к юго-западной части Усть-Портовского мегавыступа и включает в себя область от Солёнинских до Мало-Хетской и Долганской площадей, в пределах которого выявлена газовая залежь на Нижне-Хетской площади. Вторая зона выделяется у подножий Усть-Портовского и Рассохинского мегавыступов (Северо-Мессояхская мегамоноклинал) и включает в себя районы, прилегающие к Озёрной площади, на которой были получены притоки газа дебитом до 2 тыс.м³/сут. Среднеперспективные земли узкой полосой субширотного простирания обрамляют зоны высоких перспектив, протягиваясь на северо-запад до Рассохинской площади (Рассохинский мегавыступ), где получен приток пластовых вод с ВРГ. К

низкоперспективным землям отнесены территории, расположенные на периферии ЕХОБ и ЗСОБ, относящиеся к восточным районам Предъенисейской мегамоноклизы и области, приуроченные к северному склону Рассохинского мегавыступа. К землям с неясными перспективами отнесены территории, относящиеся к ЗСОБ в пределах западных районов Предъенисейской мегамоноклизы, Долгонской мезоноклинали, северной оконечности Красноселькупской моноклизы и западного борта Антипаютинско-Тадебеяхинской мегасинеклизы. Сиговский резервуар на данной территории вскрывают порядка десяти скважин, результаты испытания по которым крайне скудны. Данные обстоятельства не позволяют более точно оценить качество перспективных земель в пределах ЗСОБ на основе используемых в настоящем прогнозе гидрогеологических критериев.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Резюмируя выше сказанное можно сделать следующие выводы: 1) Анализ гидрогеологического строения юрских резервуаров выявил высокую изменчивость их фильтрационно-ёмкостных свойств. Установлена повышенная песчаность юрского разреза составляющая в среднем от 25-35 % в сиговской резервуаре до 70 % в вымском. На отдельных площадях их разрез опесчанивается до 90-95%. 2) Водонапорная система юрских отложений начиная с малышевского резервуара характеризуется широким развитием аномально-высоких пластовых давлений с величиной коэффициента аномальности до 1,92, что является следствием существования элизионной литостатической и местами термодегидратационной систем. 3) В юрских резервуарах доминируют слабощелочные подземные воды от умеренно солоноватых до слабосоленых с величиной общей минерализации от 3,0 до 23,3 г/дм³ Cl Na, Cl-HCO₃ Na и HCO₃-Cl Na состава. Маломинерализованные воды элизионного генезиса объясняют природу развития в осадочном чехле исследуемого региона инверсионного типа вертикальной гидрогеохимической зональности. 4) Прогноз нефтегазоносности юрских отложений свидетельствует о благоприятных условиях для генерации и аккумуляции нефти и газа.

Наибольшие перспективы для открытия новых залежей углеводородов связаны в ниже-среднеюрском комплексе с крупными положительными структурами (Усть-Портовский и Рассохинский мегавыступы), крупными и средними промежуточными структурами (Северо-Мессояхская мегамоноклиналь и Долгонская мезамоноклиналь); на севере изучаемого региона с зонами выклинивания ниже-среднеюрских резервуаров, где возможно ожидать открытие залежей, связанными с ловушками стратиграфического и литолого-стратиграфического типа. В верхнеюрском комплексе основные перспективы связаны с юго-западной частью Усть-Портовского мегавыступа и прилегающими к Озерной площади районами.

Исследования проводились при финансовой поддержке проектов ФНИ № 0331-2019-0025 «Геохимия, генезис и механизмы формирования состава подземных вод арктических районов осадочных бассейнов Сибири», № 0331-2019-0019 «Геология, условия формирования и закономерности размещения залежей углеводородов с трудноизвлекаемыми запасами в Западно-Сибирском мегабассейне» и Российского фонда фундаментальных исследований в рамках научного проекта № 18-05-70074 «Ресурсы Арктики».

ЛИТЕРАТУРА

Афанасенков А. П., Никишин А. М., Унгер А. В. Мезо-кайнозойская история развития севера Западной и Восточной Сибири (Гыдан, Усть-Енисейский район) на основе анализа сейсмических данных // Геология нефти и газа. – 2017. – № 1. – С. 34–40.

Байбородских Н.И., Бро Е.Г., Гудкова С.А., Карцева Г.Н., Накаряков В.Д., Ронкина З.З., Сапир М.Х., Сороков Д.С. Расчленение юрских и меловых скважин, пробуренных в Усть-Енисейской синеклизе в 1962-1967 годах // Ученые записки. Региональная геология. - Л.: НИИГА, 1968. - Вып. 12. - С. 5 - 24.

Борисов Е.В., Казаненков В.А. К вопросу об индексации нижнесреднеюрских продуктивных песчаных пластов в западной части Енисей-Хатангского регионального

прогиба [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2018. – Т. 13. – № 4. – С. 1-20.

Борисов Е.В., Пономарева Е.В. Перспективы нефтегазоносности средне-верхнеюрских отложений западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба // ГЕО-Сибирь-2011. Т. 2. Недропользование. Горное дело. Новые направления и технология поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Ч. 1: Сб. матер. VII Междунар. научн. конгресса. – 2011. – С. 122-126.

Гидрогеология СССР. Том XVI. Западно-Сибирская равнина. – М.: Недра, 1970. – 367 с.

Гинсбург Г.Д., Иванова Г.А. Некоторые характерные черты геохимической зональности подземных вод в юго-западной части Енисей-Хатангского прогиба // Геология и нефтегазоносность мезозойских прогибов севера Сибирской платформы. Л.: НИИГА, 1977. С. 70–82.

Иванова Г.А., Мелькановицкая С.Г. Бензол и его гомологи в пластовых водах Енисей-Хатангского прогиба // Геология нефти и газа. 1973. № 2. С. 27–34.

Исаев А.В., Девятов В.П., Карпухин С.М. Перспективы нефтегазоносности Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геология нефти и газа. 2010. №4. С. 13–23.

Карцев А.А. Теоретические основы нефтегазовой гидрогеологии. М.: Недра, 1992, 320 с.

Карцев А.А., Абукова Л.А., Абрамова О.П. Словарь по нефтегазовой гидрогеологии. М.: ГЕОС, 2015, 304 с.

Карцева Г.Н., Ронкина З.З., Колокольцева Е.П. Стратиграфия юрских и меловых отложений // Геология и нефтегазоносность Енисей-Хатангского прогиба. – Л.: Недра, 1971. – С. 7–18.

Кислухин В.И. Литолого-фациальное районирование юрских и нижнемеловых отложений севера Западной Сибири // Нефтегазоносность отложений северных районов западной Сибири. – Тюмень. ЗапСибНИГНИ, 1986. – С. 13-32.

Конторович А.Э., Гребенюк В.В., Кузнецов Л.Л. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Выпуск 3. Енисей-Хатангский бассейн. Новосибирск, 1994. 71 с.

Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э., Красавчиков В.О., Конторович А.А., Супруненко О.И. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика. 2001. Т. 42. № 11–12. С. 1832–1845.

Кох А.А., Новиков Д.А. Гидродинамические условия и вертикальная гидрогеохимическая зональность подземных вод в западной части Хатангского артезианского бассейна // Водные ресурсы. 2014. Т. 41. № 4. С. 375–386.

Кругликов Н.М., Нелюбин В.В., Яковлев О.Н. Гидрогеология Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и особенности формирования залежей углеводородов. Л.: Недра, 1985, 279 с.

Крюков П.А., Жучкова А.А., Ренгартен Е.В. Изменение состава растворов, отжимаемых из глин и ионообменных смол // Доклады Академии Наук СССР. 1962. Т. 144. № 6. С. 1363–1402.

Куликов Д.П. Стратиграфическое расчленение и структурно-фациальное районирование верхнеюрских отложений Енисей-Хатангского прогиба // Геология и геофизика. – 1989. – № 9. – С. 10–18.

Матусевич В.М., Рыльков А.В., Ушатинский И.Н. Геофлюидальные системы и проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна. Тюмень: ТюмГНГУ, 2005, 225 с.

Новиков Д.А. Гидрогеологические предпосылки нефтегазоносности западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геодинамика и тектонофизика. 2017, т. 8, № 4, с. 881-901.

Новиков Д.А. Разведка месторождений нефти и газа в юрско-меловых отложениях полуострова Ямал на основе изучения водно-газовых равновесий // Нефтяное хозяйство. 2018, № 4, с. 16-21.

Новиков Д.А. Роль элизионного водообмена в формировании гидродинамического поля Ямало-Карской депрессии // Литология и полезные ископаемые. – 2019. – № 3. – С. 248-261 (а)

Новиков Д.А. Геотермические особенности западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба // Известия вузов. Нефть и Газ. – 2019. – № 2 (134). – С. 28-36 (б)

Новиков Д.А., Лепокуров А.В. Гидрогеологические условия нефтегазоносных отложений на структурах южной части Ямало-Карской депрессии // Геология нефти и газа. 2005, [№ 5](#), с. 24-33.

Решения 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г. - Новосибирск: ИГНГ СО РАН, 2004. - 111 с.

Сакс В.Н., Ронкина З.З. Юрские и меловые отложения Усть-Енисейской впадины // Труды НИИГА, – Л.: Госгеолтехиздат, 1957. – Т. 90. – 231 с.

Трофимов В.Т., Васильчук Ю.К. Геокриологическое районирование Западно-Сибирской плиты. М.: Наука, 1987. 222 с.

Шварцев С.Л., Новиков Д.А. Природа вертикальной гидрогеохимической зональности нефтегазоносных отложений (на примере Надым-Тазовского междуречья, Западная Сибирь) // Геология и геофизика. 2004, т. 45, № 8, с. 1008-1020.

Шварцев С.Л., Новиков Д.А. Нефтегазовая гидрогеология: учебное пособие. Новосибирск: НГУ, 2011. 201 с.

Novikov D.A. Hydrogeochemistry of the Arctic areas of Siberian petroleum basins // Petroleum Exploration and Development. 2017, v. 44, № 5, p. 780-788.

Novikov D.A. Genetic classification of subsurface waters and brines of Arctic regions of Siberia // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science 193 (1) (2018) 012049 (а)

Novikov D.A. Theoretical substantiation of application of the hydrocarbon accumulation prospecting technique in Western Siberia based on the study of water-gas equilibria // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 193 (1) (2018) 012048 (б)

Novikov D.A., Sukhorukova A.F. Hydrogeology of petroleum deposits in the northwestern margin of the West Siberian Artesian Basin // Arabian Journal of Geosciences. 2015, v. 8, № 10, p. 8703-8719.

Vernikovsky V., Shemin G., Deev E., Metelkin D., Matushkin N., Pervukhina N. Geodynamics and Oil and Gas Potential of the Yenisei-Khatanga Basin (Polar Siberia) // Minerals. 2018. v. 8, 510.

Рис. 1. Обзорная карта западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба и прилегающих территорий Западно-Сибирской геосинеклизы с элементами тектонического строения.

1 – скважины вскрывшие отложения мела; 2 – скважины вскрывшие отложения юры; 3 – месторождения УВ, с залежами в юрских отложениях; 4 – населённые пункты; 5 – административные границы; 6 – линия геологического разреза; 7 – зоны отсутствия мезозойско-кайнозойского осадочного чехла; 8-13 – тектонические элементы: 8 – положительные надпорядковые, 9 – положительные первого порядка, 10 – отрицательные надпорядковые, 11 – мегамоноклизы, 12 – мега- и мезоноклинали, 13 – моноклизы.

Список тектонических элементов:

А - Мессохская наклонная гряда, I - Гыданский мегавыступ, II - Усть-Портовский мегавыступ, III – Рассохинский мегавыступ, В - Агапско-Енисейский желоб, С - Большехетская мегасинеклиза, D - Антипаютинско-Тадебеяхинская мегасинеклиза, IV - Предтаймырская мегамоноклиза, V - Предъенисейская мегамоноклиза, VI - Южно-Таймырская мегамоноклираль, VII – Северо-Мессояхская мегамоноклираль, VIII – Долгонская мезоноклираль, IX – Красноселькупская моноклиза.

(Фрагмент Тектонической карты юрского структурного яруса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [Конторович и др., 2001])

Рис. 2. Схема выделения резервуаров и водоносных горизонтов в юрских отложениях.

1 – флюидоупор; 2 – коллектор; 3 – водоупорный горизонт; 4 – водоносный горизонт.

Рис. 3. Карта прогноза толщин песчаников и песчанистости вымского проницаемого комплекса.

1 – скважины вскрывшие отложения вымской свиты; 2 – изопахиты проницаемого комплекса, м; 3 – административные границы; 4 – граница распространения проницаемого комплекса вымского резервуара; 5 – зоны отсутствия мезозойско-кайнозойского осадочного чехла; 6 – область регионального промыва.

Рис. 4. Карта прогноза толщин песчаников и песчанистости малышевского проницаемого комплекса.

1 – скважины вскрывшие отложения малышевской свиты; 2 – месторождения УВ с залежами в малышевском резервуаре; 3 – изопахиты проницаемого комплекса, м; 4 – административные границы; 5 – граница распространения проницаемого комплекса

малышевского резервуара; 6 – зоны отсутствия мезозойско-кайнозойского осадочного чехла; 7 – область регионального промыва.

Рис. 5. Карта прогноза толщин песчаников и песчанистости сиговского проницаемого комплекса.

1 – скважины вскрывшие отложения сиговской свиты; 2 – месторождения УВ с залежами в сиговском резервуаре; 3 – изопахиты проницаемого комплекса, м; 4 – административные границы; 5 – граница распространения проницаемого комплекса сиговского резервуара; 6 – зоны отсутствия мезозойско-кайнозойского осадочного чехла; 7 – область регионального промыва.

Рис. 6. Геологический разрез мезо-кайнозойского чехла по линии скважин Нанадянская №310 – Суходудинская №2 с элементами гидрогеологической стратификации.

1 – меловые флюидоупоры и проницаемые комплексы; 2 – юрские проницаемые комплексы; 3 – юрские флюидоупоры; 4 – возраст отложений, индексы свит; 5 – индексы юрских резервуаров и флюидоупоров; 6 – индексы юрских водоносных и водоупорных горизонтов (расшифровка индексов приведена на рис. 2); 7 – отложения фундамента; 8 – многолетнемерзлые породы; 9 – дизъюнктивные нарушения; 10 – границы стратиграфических подразделений; 11 – скважина и ее номер. Линия разреза приведена на рис. 1.

Индексы свит: Fnd – отложения палеозойского фундамента; J₁ – отложения нижней юры; J₂ – отложения средней юры: ld - лайдинская, vm - вымская, ln - леонтьевская, ml - малышевская, tch - точинская; J₃ отложения верхней юры: sg - сиговская, jan – яновстанская, gl - гольчихинская; K₁ – отложения нижнего мела; K₂ – отложения верхнего мела.

Рис. 7. Диаграмма Пайпера состава подземных вод юрских водоносных горизонтов.

Водоносные горизонты: 1 – оксфордский, 2 – верхнебайосско-батский, 3 – нижнебайосский, 4 – верхнетоарский; 5 – верхнеплинсбахский; 6 – геттангско-нижнеплинсбахский.

Рис. 8. Карта перспектив нефтегазоносности ниже-среднеюрского комплекса.

1 – скважины вскрывшие отложения мела; 2 – скважины вскрывшие отложения целевого комплекса; 3 – нефтегазопроявления; 4 – населённые пункты; 5 – административные

границы; 6-9 – категории земель: 6 – высокоперспективные; 7 – среднеперспективные; 8 – низкоперспективные; 9 – с неясными перспективами; 10 – зоны промыва целевого комплекса инфильтрационными водами (бесперспективные).

Рис. 9. Карта перспектив нефтегазоносности верхнеюрского комплекса.

Условные обозначения см. на рис. 8.

Таблица 1.

Типовые анализы подземных вод юрских водоносных горизонтов зоны сочленения Енисей-Хатангского
и Западно-Сибирского осадочных бассейнов

Площадь, скв., интервал перфорации	рН	Элементы, мг/дм ³									М г/дм ³	rNa rCl	Ca/C l	HCO ₃ ⁻ Cl ⁻	Cl/B r	B/B r	Химический тип
		Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ + K ⁺	Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻	B ⁺	Br ⁻	Γ							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Верхнеюрский водоносный комплекс 8(J ₃) / Оксфордский водоносный горизонт 5(J _{3o}) / Сиговский резервуар																	
Нижнехетская, скв. 1 892-905	7,7	29	12	2185	2489	1318	12	4,5	10,2	4,9	6,1	1,35	0,012	0,53	245	0,44	Cl Na
Южно-Солёнинская, скв. 24 2663-2690	8,4	25	6	2244	1616	3322	4	3,0	3,7	5,7	7,3	2,11	0,002	2,06	240	0,81	HCO ₃ -Cl Na
Озерная, скв. 8 3510-3520	7, 8	22	8	3369	3897	2105	26	14,0	20,8	7,6	9,5	1,33	0,006	0,54	188	0,67	Cl Na
Суходудинская, скв. 2 1237-1243	7, 7	140	31	4140	6556	226	7	7,5	40,0	6,0	11,2	0,97	0,021	0,03	164	0,19	Cl Na
Рассохинская, скв. 1 1317-1326	8, 6	42	40	5586	8393	360	30	20,0	54,6	25,2	14,6	1,02	0,005	0,04	154	0,37	Cl Na
Среднее значение по комплексу (22 пробы)	8, 1	51	21	3422	4703	1084	23	8,0	24,9	8,4	9,3	1,25	0,011	0,44	214	0,20	Cl Na
Нижне-среднеюрский водоносный комплекс 8(J ₁₋₂) / Верхнебайосско-батский водоносный горизонт 5(J _{2b2} -J _{2bt}) / Мальшевский резервуар																	
Западно-Мессояхская, скв. 4 2630-2640	8, 5	18	-	2362	1418	3648	81	1,2	6,9	4,7	7,5	2,57	0,013	2,57	205	0,17	HCO ₃ -Cl Na
Зимняя, скв. 4 1866-1868	8, 2	19	14	2634	2821	2050	51	4,5	17,6	1,3	7,6	1,44	0,007	0,73	160	0,26	Cl-HCO ₃ Na
Тампейская, скв. 1 1883-1897	8, 3	27	18	2479	2154	2870	27	3,5	8,3	2,4	7,6	1,77	0,013	1,33	259	0,42	Cl-HCO ₃ Na
Озерная, скв. 8 3940-3957	8, 1	35	20	2717	3170	2038	12	11,5	12,2	5,6	8,1	1,32	0,011	0,64	259	0,94	Cl-HCO ₃ Na
Рассохинская, скв. 1 1669-1685	8, 3	81	23	5760	8570	580	49	10,0	58,7	15,5	15,1	1,02	0,009	0,07	146	0,17	Cl Na
Нижне-среднеюрский водоносный комплекс 8(J ₁₋₂) / Нижнебайосский водоносный горизонт 5(J _{2b1}) / Вымский резервуар																	
Балахнинская, скв. 6 2210-2225	8, 1	15	5	1462	862	2306	64	6	4,8	3,8	4,7	2,62	0,017	2,67	180	1,25	HCO ₃ -Cl Na
Малохетская, скв. 15 635-346	7, 6	8	9	2332	2732	1212	71	-	12,0	2,5	6,3	1,32	0,003	0,44	228	-	Cl Na
Зимняя, скв. 1 2234-2253	8, 4	18	9	2122	1323	3221	27	3,5	4,8	1,3	6,7	2,47	0,014	2,44	276	0,73	HCO ₃ -Cl Na
Балахнинская, скв. 5 1990-2010	7, 9	16	8	2211	1744	2867	56	4,9	9,6	10,2	6,9	1,95	0,009	1,64	182	0,51	Cl-HCO ₃ Na
Суходудинская, скв. 2 1428-1438	7, 2	251	97	6433	10549	214	33	15,0	70,4	-	17,6	0,94	0,024	0,02	150	0,21	Cl Na

Окончание таблицы. 1.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Ниже-среднеюрский водоносный комплекс 8(J ₁₋₂) / Верхнетюарский водоносный горизонт 5(J _{1t}) / Надояхский резервуар																	
Зимняя, скв. 1 2373-2395	8, 4	19	8	1814	1107	2727	45	4	5,6	-	5,7	2,53	0,018	2,46	198	0,72	HCO ₃ -Cl Na
Восточно-Мессояхская, скв. 2 3148-3154	8, 2	26	6	2112	1135	3562	72	5,2	4,2	3,4	6,9	2,73	0,023	3,14	271	1,24	HCO ₃ -Cl Na
Малохетская, скв. 15 834-843	7, 9	13	21	3255	3116	3146	8	-	17,6	3,8	9,6	1,61	0,004	1,01	177	-	Cl-HCO ₃ Na
Малохетская, скв. 13 897-899	7, 6	34	20	3743	4217	2563	11	-	-	-	10,6	1,37	0,008	0,61	-	-	Cl-HCO ₃ Na
Суходудинская, скв. 3 1583-1587	6, 8	462	197	8263	13971	305	-	15,0	106, 1	11,0	23,3	0,91	0,033	0,02	132	0,14	Cl Na
Ниже-среднеюрский водоносный комплекс 8(J ₁₋₂) / Верхнеплинсбахский водоносный горизонт 5(J _{1p2}) / Шараповский резервуар																	
Малохетская, скв. 15 1020-1027	7, 9	66	39	3013	3150	2784	45	-	19,2	2,5	9,1	1,47	0,021	0,88	164	-	Cl-HCO ₃ Na
Ниже-среднеюрский водоносный комплекс 8(J ₁₋₂) / Геттангско-нижеплинсбахский водоносный горизонт 5(J _{1g-J_{1p1}}) / Зимний резервуар																	
Семеновская, скв. 2 2648-2654	8, 0	17	11	3069	2277	4198	58	1,5	9,2	3,3	9,6	2,04	0,008	1,84	247	0,16	HCO ₃ -Cl Na
Зимняя, скв. 1 2925-2944	7, 8	25	8	6440	5836	6101	89	2,2	16,8	2,5	18,4	1,69	0,004	1,05	348	0,13	Cl-HCO ₃ Na
Среднее значение по комплексу (68 проб)	8, 2	73	28	2839	3416	1783	61	6,4	19,9	6,0	8,3	1,55	0,034	0,88	211	0,45	Cl-HCO₃ Na

Примечание: « - » - отсутствие данных.

Таблица 2.

Критерии нефтегазоносности ниже-среднеюрского водоносного комплекса

Критерии нефтегазоносности		Значение показателя			
Показатель	Ед. изм.	Среднее	Аномалия	Структуры	
				Приток воды	Признаки УВ
1	2	3	4	5	6
Группа общегидрогеологических критериев*					
Тектоническая приуроченность	-	-	-	II, III, VI, VII	II, III, IV, VIII, D
Толщина водоупорной толщи	м	107	-	32-306	35-247
Толщина песчаников резервуаров	м	128	-	49-217	62-207
Песчанистость резервуаров	%	57,3	-	29,1-89,7	24,7-81,1
Пористость	%	12,1	-	4,5-24,8	4,5-23,9
Проницаемость	мкм ²	6,0·10 ⁻⁶	-	1,0·10 ⁻⁸ - 1,3·10 ⁻⁴	1,0·10 ⁻⁸ - 2,1·10 ⁻⁵
Группа гидродинамических критериев					
Пластовое давление	МПа	41,3	-	34,0-54,4	20,5-41,3
Ка	д.е.	1,33	-	1,02-1,92	1,1-1,36
Группа геотермических критериев					
Пластовая температура	°С	90	-	25-90	30-105
Геотермический градиент	°С/100 м	2,8	-	2,2-3,3	2,2-3,3
Группа гидрогеохимических критериев					
Тип воды (по С.А. Щукареву)	-	Cl-HCO ₃ Na	Cl-HCO ₃ Na	Cl-HCO ₃ Na	Cl-HCO ₃ Na
pH	д.е.	8,2	< 7,5	6,8-8,5	7,6-8,2
Общая минерализация	г/дм ³	8,3	< 9,6	0,9-23,3	3,8-18,4
Ca ²⁺	мг/дм ³	73	< 56	1-462	8-297
Mg ²⁺	-"-	28	< 17	1-197	6-39
Na ⁺ +K ⁺	г/дм ³	2,8	< 2,9	0,2-8,3	1,1-6,4
Cl ⁻	-"-	3,4	< 3,1	0,4-14,0	1,1-5,8
SO ₄ ²⁻	мг/дм ³	61	< 18	4-89	11-72
HCO ₃ ⁻	г/дм ³	1,8	> 2,1	0,1-4,3	0,3-6,1
B ⁻	мг/дм ³	6,4	< 9,0	0,1-15,0	1,5-5,2
Br ⁻	-"-	19,9	< 20,0	0,8-106,1	1,1-20,0
J ⁻	-"-	6,0	> 6,0	0,1-35,1	1,3-21,6
NH ₄ ⁻	-"-	6,8	> 8,0	0,1-24,0	4,0-12,0
Бензол	-"-	0,03	> 0,08	< 0,05	> 0,1
Нафтенновые кислоты	-"-	3,7	> 7,0	< 4,0	> 10,0
rNa/rCl	д.е.	1,55	> 1,30	0,89-2,62	0,83-2,74
Cl/Br	-"-	211	> 180	22-737	157-348
B/Br	-"-	0,45	> 0,50	0,01-2,69	0,13-1,24
HCO ₃ /Cl	-"-	0,88	> 0,60	0,02-2,67	0,14-3,14
Ca/Cl	-"-	0,034	> 0,08	0,001-0,454	0,003-0,144
Группа газовых критериев					
CH ₄	об.%	84,3	> 90,0	< 85,0	> 91,0
ΣТУ	об.%	2,1	> 4,5	< 2,8	> 6,0
Общая газонасыщенность	л/л	1,5	> 1,8	0,1-2,2	> 2,0
Кг	д.е.	0,3	> 0,8	< 0,6	> 0,9

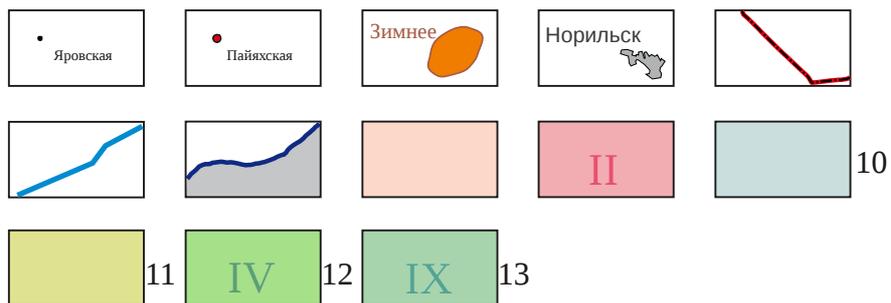
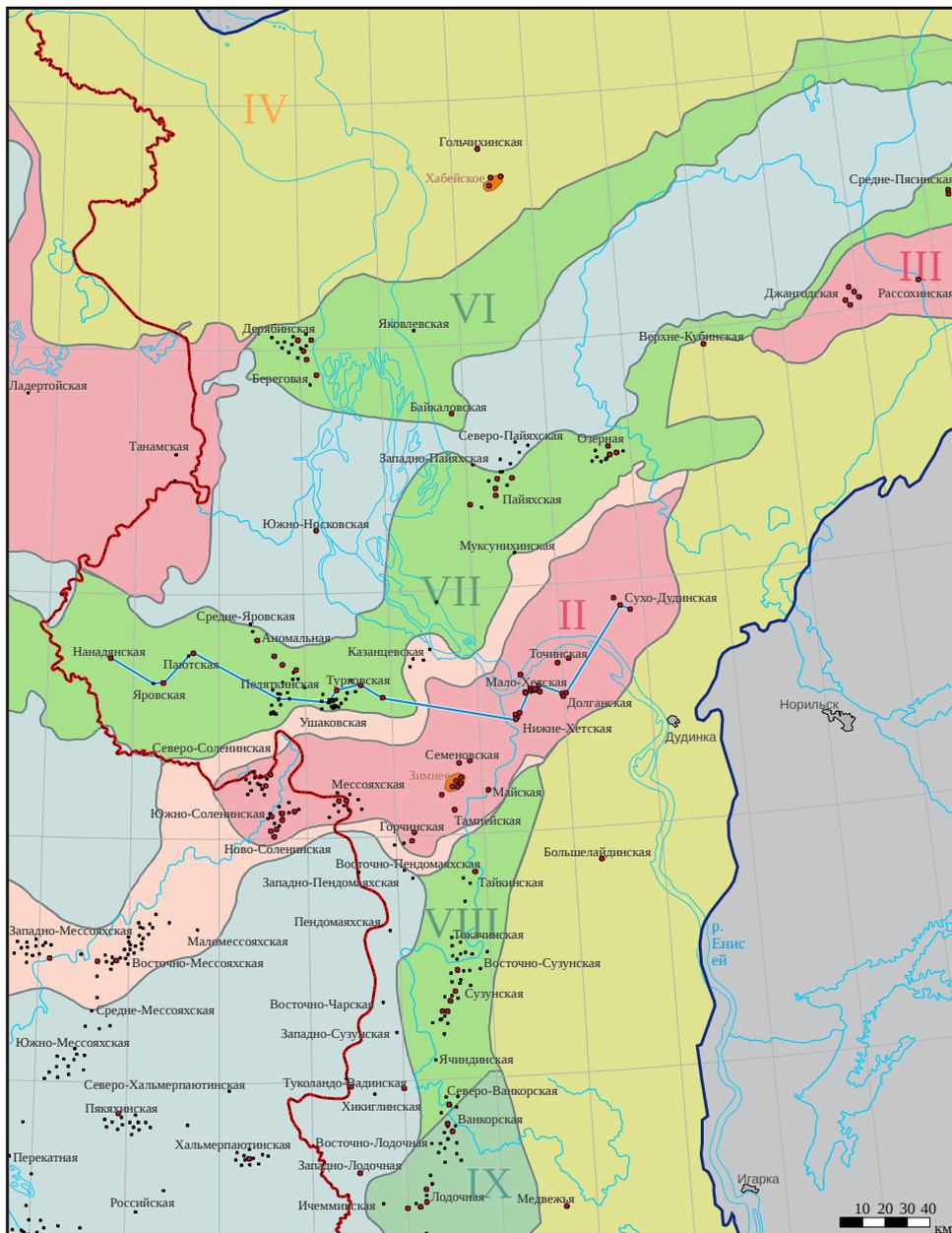
Примечание: Ка – коэффициента аномальности пластовых давлений; Кг – степень насыщения пластовых вод газами; * - расчеты выполнены для мальшевского и вымского резервуаров средней юры.

Таблица 3.

Критерии нефтегазоносности верхнеюрского водоносного комплекса

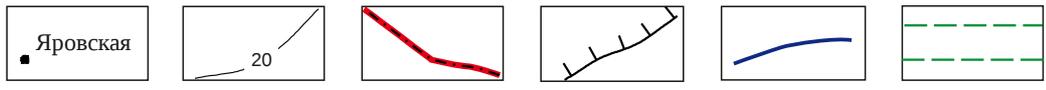
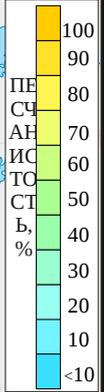
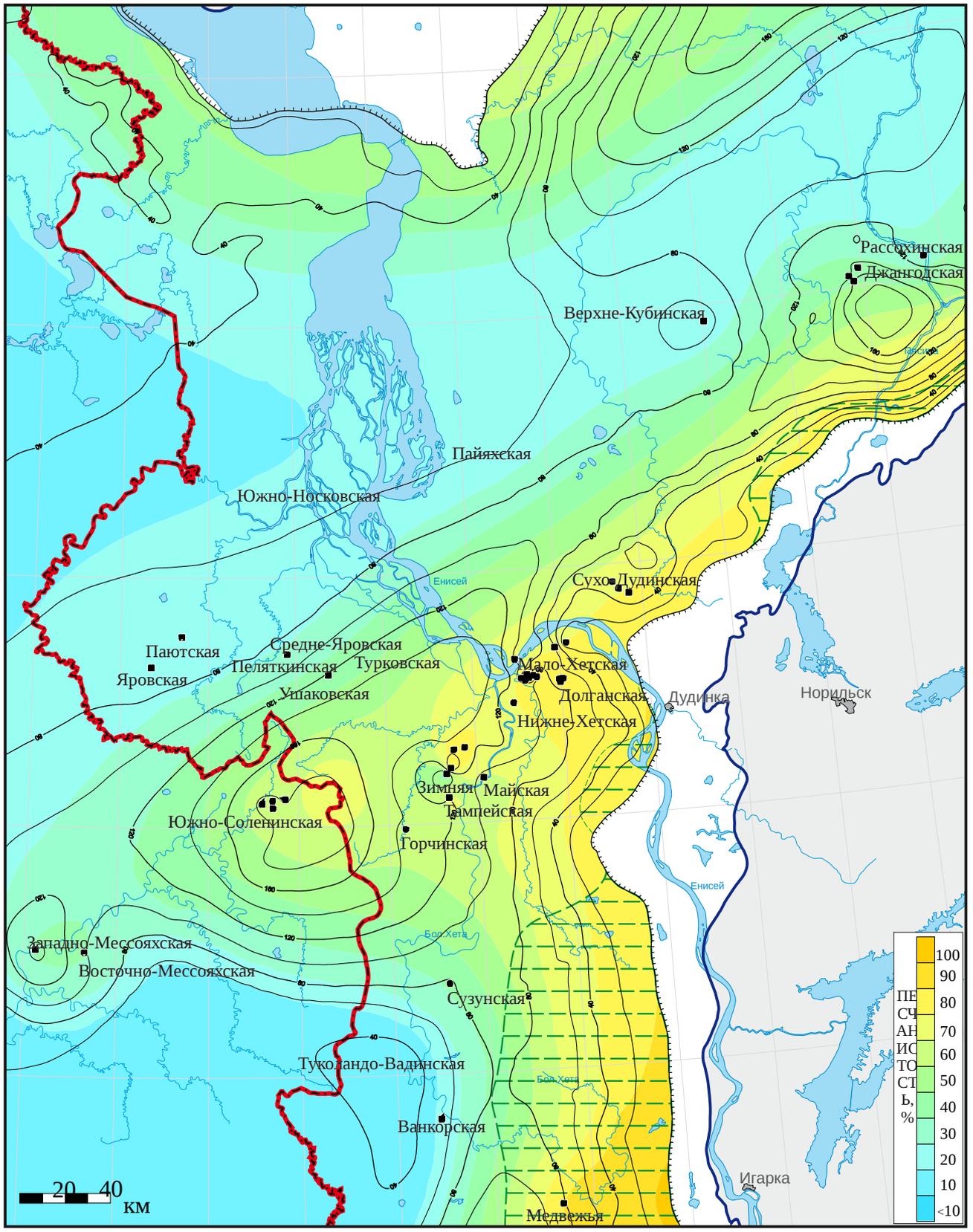
Критерии нефтегазоносности		Значение показателя			
Показатель	Ед. изм.	Среднее	Аномалия	Структуры	
				Притоки воды	Признаки УВ
1	2	3	4	5	6
Группа общегидрогеологических критериев					
Тектоническая приуроченность	-	-	-	II, III	II, VII
Толщина водоупорной толщи	м	195	-	40-694	46-637
Толщина песчаников резервуаров	м	37	-	2-53	3-59
Песчанистость резервуаров	%	57,6	-	12,2-87,0	9,6-74,7
Пористость	%	11,1	-	4,2-15,7	10,8-26,4
Проницаемость	мкм ²	8,4·10 ⁻⁶	-	4,0·10 ⁻⁸ - 8,0·10 ⁻⁵	1,0·10 ⁻⁸ - 5,3·10 ⁻⁷
Группа гидродинамических критериев					
Пластовое давление	МПа	30,3	-	40,4	26,7-28,7
Ка	д.е.	1,11	-	1,40	1,02-1,09
Группа геотермических критериев					
Пластовая температура	°С	80	-	20-60	10-70
Геотермический градиент	°С/100 м	2,9	-	2,8-3,3	2,8-3,3
Группа гидрогеохимических критериев					
Тип воды (по С.А. Щукареву)	-	Cl Na	Cl Na	Cl Na	Cl Na
pH	д.е.	8,1	< 7,4	7,7-8,6	6,8-7,2
Общая минерализация	г/дм ³	9,3	< 8,3	6,4-14,6	6,1-9,5
Ca ²⁺	мг/дм ³	51	< 24	4-140	22-29
Mg ²⁺	-"-	21	< 10	1-40	8-12
Na ⁺ +K ⁺	г/дм ³	3,4	< 2,3	2,2-5,5	2,2-3,4
Cl ⁻	-"-	4,7	< 2,7	1,6-8,4	2,5-3,9
SO ₄ ²⁻	мг/дм ³	23	< 14	2-74	12-26
HCO ₃ ⁻	г/дм ³	1,1	> 1,5	0,1-3,8	1,3-2,1
B ⁻	мг/дм ³	8,0	< 5,0	3,0-20,0	4,5-14,0
Br ⁻	-"-	24,9	< 22,0	6,7-54,6	10,2-20,8
J ⁻	-"-	8,4	< 8,0	2,5-25,2	4,9-7,6
NH ₄ ⁻	-"-	0,13	> 9,0	< 6,0	> 17,0
Бензол	-"-	0,02	> 0,08	< 0,05	> 0,1
Нафтенновые кислоты	-"-	2,4	> 6,0	< 4,0	> 7,0
rNa/rCl	д.е.	1,25	> 1,30	0,97-2,39	1,33-1,35
Cl/Br	-"-	214	> 180	42-240	188-245
B/Br	-"-	0,20	> 0,40	0,19-0,44	0,44-0,67
HCO ₃ /Cl	-"-	0,44	> 0,50	0,03-2,27	0,53-0,54
Ca/Cl	-"-	0,011	< 0,010	0,001-0,039	0,006-0,012
Группа газовых критериев					
CH ₄	об.%	88,6	> 90,0	< 90,0	> 90,0
ΣТУ	об.%	1,5	> 4,5	< 2,5	> 6,0
Общая газонасыщенность	л/л	1,3	> 1,7	0,7-2,0	> 1,7
Кг	д.е.	0,2	> 0,8	< 0,5	> 0,9

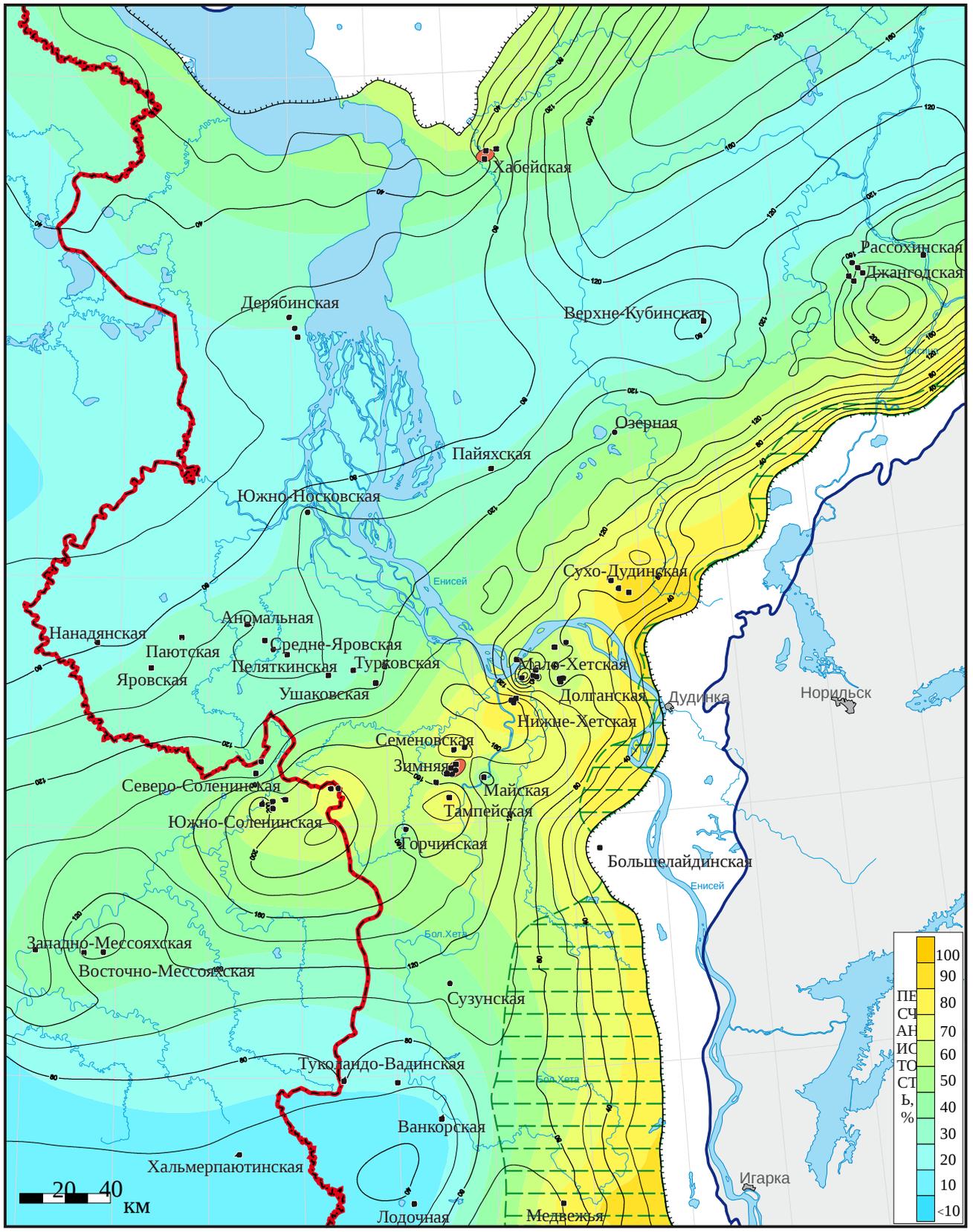
Примечание: см. табл. 2.



система	отдел	свита		резервуар		флюидоупор, проницаемый комплекс		водоносный комплекс	индекс	водоносный/водоупорный горизонт		индекс
		гольчихинская	яновстанская сиговская точинская	сиговский	мальшевский	гольчихинская	яновстанский сиговский точинский			верхнеюрский	8(J3)	
ЮРСКАЯ	ВЕРХНИЙ							нижне-среднеюрский	8(J1-2)	келловейский		4(J2c)
		мальшевская		мальшевский	мальшевский		верхнебайосско-батский					
		леонтьевская	вымский	леонтьевский		верхнебайосский						
		вымская	вымский		нижнебайосский							
		лайдинская	лайдинский		ааленский	4(J2a)						
		надояхская	надояхский	надояхский		верхнетоарский						
	НИЖНИЙ	китербютская	китербютский		нижнетоарский							
		шараповская	шараповский	шараповский		верхнеплинсбахский						
		левинская	левинский		верхнеплинсбахский							
		зимняя	зимний	зимний		геттангско-нижнеплинсбахский	5(J1g-J1p1)					
					триасовый	8(T)	индско-рэтский	4(T1i-T3r)				







■ Ярвская

