

ГЕОЛОГИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ НОВОПОРТОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИНТЕРПРЕТАЦИИ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ 2D И ГЛУБОКОГО БУРЕНИЯ

Екатерина Сергеевна Сурикова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник, тел. (383)333-21-56, e-mail: surikovaes@ipgg.sbras.ru

Задачей настоящего исследования было осуществить построение набора структурных карт и карт изопахит сейсмокомплексов, сейсмогеологических разрезов, палеоразрезов и корреляционных схем; выполнить структурно-тектонический и палеотектонический анализ Новопортовского вала; оценить влияние тектонических процессов и литологических факторов на нефтегазосность осадочных комплексов юры и мела. Сделан вывод о том, что формирование структурной ловушки Новопортовского вала начинается в берриас-аптское время, наиболее интенсивный рост структуры происходит в посттуронское время вследствие восходящего движения блока фундамента.

Ключевые слова: Западная Сибирь, Новопортовское нефтегазоконденсатное месторождение, юра, мел, сейсморазведка 2D МОГТ.

GEOLOGY AND PETROLEUM POTENTIAL OF NOVY PORT FIELD ON THE RESULTS OF THE INTERPRETATION OF 2D SEISMIC AND DEEP DRILLING

Ekaterina S. Surikova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptuyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Researcher, phone: (383)333-21-56, e-mail: surikovaes@ipgg.sbras.ru

The objective of this study was to build a set of structural and isopach maps of seismic sequences, seismic-geological sections, paleo-sections and correlation schemes; structural-tectonic and paleotectonic analysis of Novy Port shaft; to study the influence of tectonic processes and lithological factors on the oil and gas content of Jurassic and Cretaceous sedimentary sequences. It was concluded that the formation of the structural trap of Novy Port field began in Berrias-Aptian, the most intensive growth of the structure occurs in the post-Turonian time due to the upward movement of the basement block.

Key words: Western Siberia, Novoportovskoye oil and gas condensate field, Jurassic, Cretaceous, 2D CMP seismic.

Новопортовское нефтегазоконденсатное месторождение – первое месторождение, открытое (1964 г.) на полуострове Ямал. Месторождение расположено в юго-восточной части полуострова, где мощность мезозойско-кайнозойского осадочного чехла изменяется от 2500 м до 3500 м. Бурением вскрыт полностью осадочный чехол, породы фундамента также вскрыты большим количеством скважинах и представлены метаморфизированными, трещиноватыми песчани-

ками с кварцем по трещинам, очень плотными массивными известняками, черными доломитами (Скоробогатов и др., 2003; Журавлев, 2009). Выявлены залежи углеводородов в 30 пластах, в том числе 5 газовых в сеномане и палеозое (пласты ПК, НГГЗК), 15 газоконденсатонефтяных в нижнемеловых и юрских отложениях (пласты НП и Ю), 1 нефтегазовая в апте (ТП), 6 газоконденсатных в нижнемеловых, юрских и палеозойских отложениях (пласты НП и Ю, тюменская свита, НГГЗК) и 3 нефтяных в юре (пласты Ю). Основные запасы нефти и газа сосредоточены в неокомском комплексе (Скоробогатов и др., 2003). Залежи структурные антиклинальные пластово-сводовые с тектоническим и литологическим экранированием.

Согласно схеме нефтегазогеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции под редакцией А. Э. Конторовича Новопортовское месторождение расположено в пределах Южно-Ямальского нефтегазоносного района (НГР) Ямальской нефтегазоносной области (НГО) Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (рис. 1).

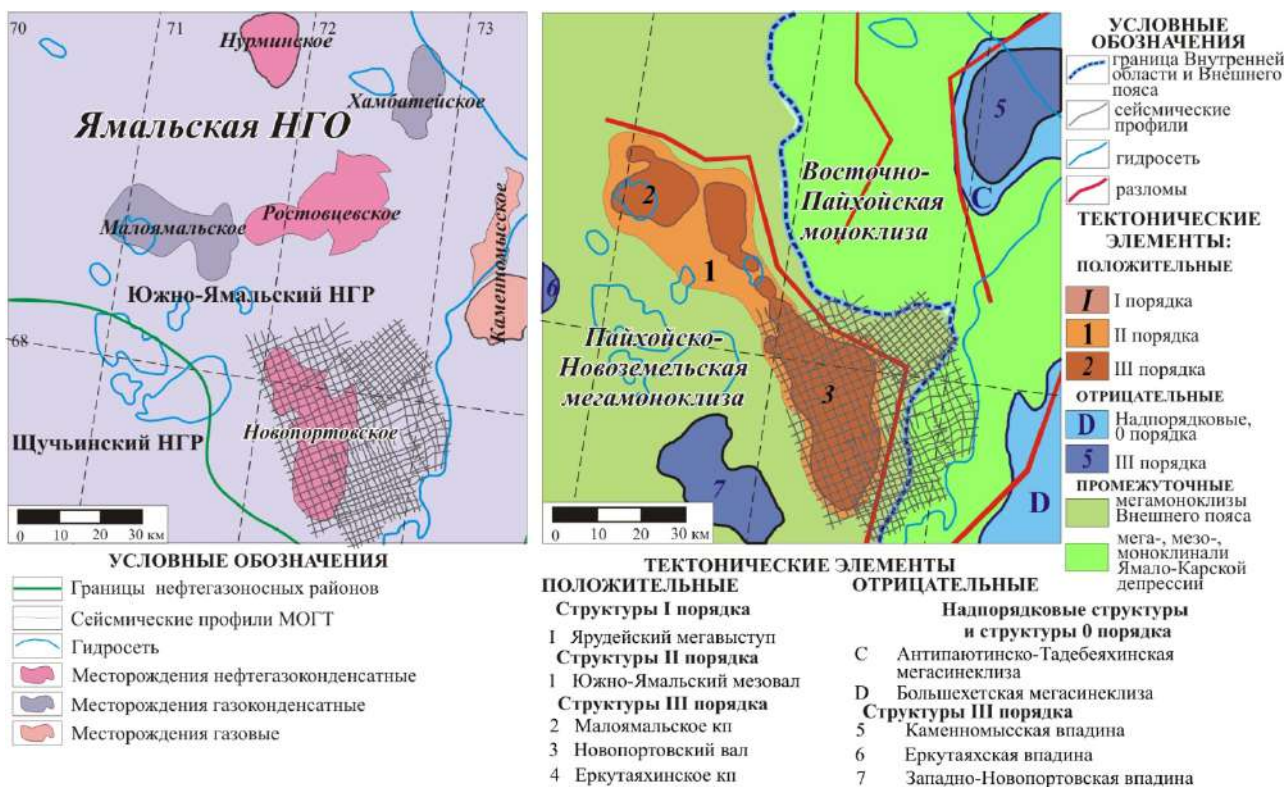


Рис. 1. Фрагмент «Схемы нефтегазогеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции» (под редакцией Конторовича, 2006) и «Тектонической карты юрского структурного яруса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции» (Беляев и др., 2001)

По тектонической карте юрского структурного яруса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции под редакцией А. Э. Конторовича (см. рис. 1) (Беляев и др., 2001) приурочено к Новопортовскому валу, осложняющему в южной части

Южно-Ямальский мезовал, расположенный в пределах Пайхой-Новоземельской мегамоноклинали Внешнего пояса Западно-Сибирской плиты.

Южно-Ямальский мезовал - единственная положительная замкнутая структура 2 порядка в пределах Пайхойско-Новоземельской мегамоноклизы. Мезовал осложняется Новопортовским валом и Малоямальским куполовидным поднятием. Названия структур и порядки приводятся согласно классификации, обобщенной и усовершенствованной В.А. Конторовичем (Конторович, 2002).

Характеристика отражающих сейсмических горизонтов

Горизонт Кт (рис. 2) – кровля китербютской свиты (нижняя юра, тоар). Горизонт рассматривается как межрегиональный стратиграфический репер из-за однородного глинистого состава этой части нижней юры на огромной территории Азии и далеко за ее пределами, специфической и однотипной каротажной характеристики, однородного состава комплексов макро- и микрофауны в морских разрезах, весьма специфических споровопыльцевых комплексов (Шурыгин и др., 2000). Кроме того, раннетоарские глины обладают высокими нефтегазоматеринскими и экранирующими свойствами (Девятов, 1987). Породы китербютского горизонта сформированы в период крупной трансгрессии, обусловленной эвстатическим подъемом уровня Мирового океана, и распространены во многих мезозойских морских бассейнах земного шара (Девятов, Сапьяник, 2009). На сейсмических разрезах отображается в виде серии отражений, которые по динамическим характеристикам можно ассоциировать с мощной глинистой пачкой с высококонтрастными акустическими свойствами, по составу соответствующими тонкоотмученным глинам, внутри интервала китербютской свиты.

Горизонт Б (рис. 2) – кровля баженовской свиты – формируется на пачке глинисто-кремнисто-известковистых пород баженовской свиты и является наиболее надежным сейсмогеологическим репером в Западной Сибири. Горизонт обладает высоким энергетическим уровнем и надежно картируется по временным сейсмическим разрезам, благодаря тому, что отложения баженовской свиты обладают аномальными акустическими свойствами (аномально низкие скорости распространения продольных волн, резонансная частота), имеют выдержанную мощность и значительное распространение на территории плиты (Конторович, 2009).

Горизонт М (рис. 2) – кошайская пачка алымской свиты (нижний мел, апт). В исследуемом районе нет алымской свиты, а прослеженный горизонт приурочен к кровле алымского горизонта – нейтинской пачки танопчинской свиты, которая является возрастным аналогом кошайской пачки. Отражающий горизонт является наименее устойчивым среди мезозойско-кайнозойских реперных горизонтов – его энергетическая выраженность существенно меняется по площади, при этом происходит перераспределение энергии между различными фазами волнового пакета (Конторович, 2009).

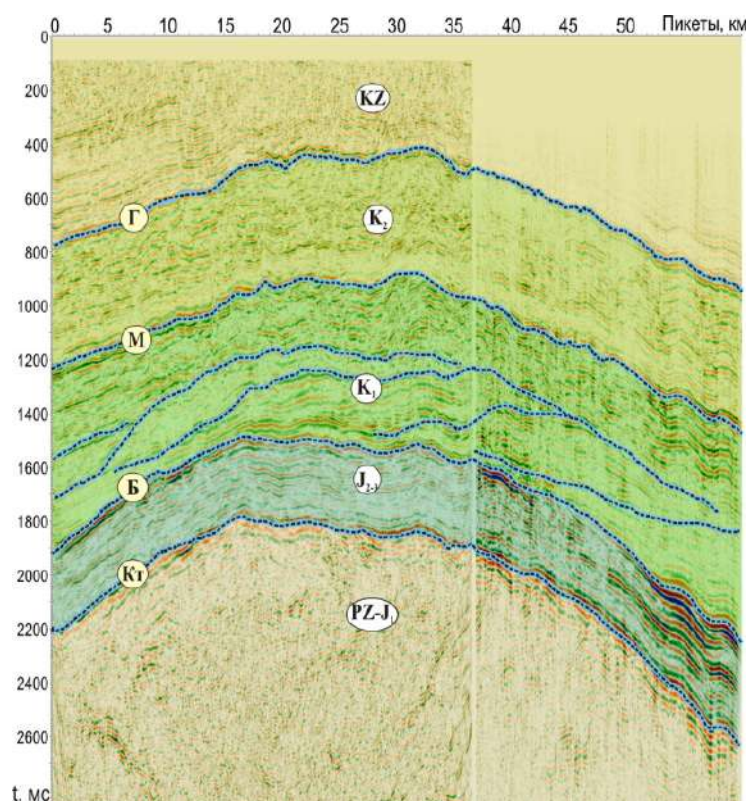


Рис. 2. Опорные отражающие сейсмические горизонты и сейсмогеологические комплексы (временной разрез по сейсмическому профилю № 6596013w).

Отражающие горизонты: K_t – китербютская свита, Б – кровля баженовской свиты, М – нейтинская пачка танопчинской свиты, Г – подошва кузнецовской свиты. Сейсмогеологические комплексы: PZ-J₁ – палеозойско-нижнеюрский, J₂₋₃ – средне-верхнеюрский, K₁ – берриас-аптский, K₂ – апт-туронский, KZ - посттуронский

Горизонт Г (рис. 2) – обладает высоким энергетическим уровнем и легко поддается корреляции по сейсмическим материалам. Наиболее устойчивый из верхнемеловых отражающих горизонтов, формирующийся на подошве глин кузнецовской свиты туронского возраста (Конторович, 2009; Брехунцов и др, 2011).

Структурная характеристика

В структурных планах всех юрских, меловых и кайнозойских отражающих горизонтов четко выделяется положительная замкнутая вытянутая в субмеридиональном направлении структура Новопортовского вала (рис. 3).

По структурной карте кровли фундамента Новопортовский вал имеет максимальную площадь (1100 км²) и амплитуду (370 м), оконтуривается по изолинии -2820. В его пределах выделяются северное (-2580; 150) площадью 160 км² и южное (-2580; 130) площадью 166 км² поднятия.

Вверх по разрезу в рельефе китербютского горизонта структура выполаживается и имеет меньшую площадь (порядка 650 км²) и амплитуду (210 м),

оконалирующая изолиния -2560 м (рис. 3, А). В структурном плане выделяется северное поднятие (-2410; 70) площадью 120 км², включающее в себя три локальных поднятия амплитудой порядка 20 м, и южное (-2410; 50) площадью 70 км².

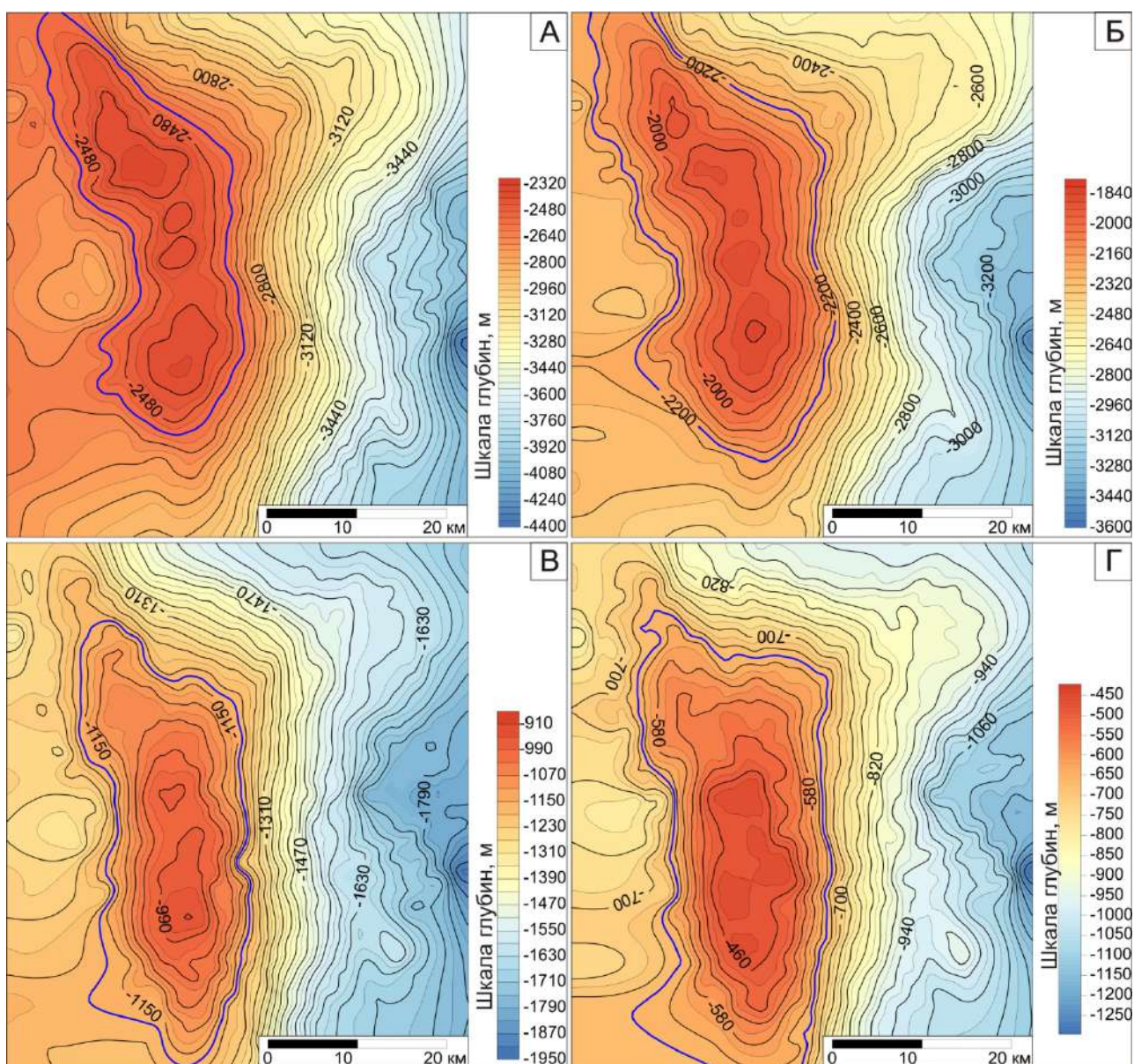


Рис. 3. Структурная карта по кровле китербютской свиты (А), по кровле баженовской свиты (Б), по нейтинской пачке танопчинской свиты (В), по кровле сеноманских отложений (Г)

В структурном плане баженовского горизонта происходит объединение центрального и южного купола в единый вал с амплитудой 380 м и площадью порядка 980 км², оконалирующая изолиния -2200 м (рис. 3, Б). В сравнении с нижележащими горизонтами значительно выполаживается северное (-1920; 20) поднятие, его площадь по данному горизонту составляет 8 км², так же выделя-

ется поднятие в южной части структуры (-1920; 100) площадью 193 км², включающее в себя ряд локальных поднятий амплитудами 30-40-60 м.

В рельефе кошайского горизонта положительное поднятие в северной части полностью нивелируется, за счет чего изменяется контур поднятия, происходит смещение вала к югу, по изолинии -1170 выделяется замкнутая структура с амплитудой 220 м и площадью 767 км². В ее пределах можно выделить 2 малоамплитудных купола (рис. 3, В).

В структурном плане подошвы кузнецовской свиты по изолинии -640 м оконтуривается вал амплитудой 215 м площадью порядка 982 км² (рис. 3, Г), который включает в себя 4 малоамплитудных (<10м) купола.

Тектоническая эволюция

Анализируя изменение толщин сейсмогеологических комплексов по площади, проведено восстановление истории тектонического развития исследуемой территории. Интерпретация карт толщин проводится, основываясь на том факте, что увеличение толщин на каком-либо этапе развития территории соответствует относительному прогибанию, а уменьшенные толщины говорят об относительном воздымании структур.

На момент формирования баженовской свиты на исследуемой территории в рельефе китербютской свиты выделяется моноклиральная зона с рядом небольших поднятий, сформированная в юрское время, Новопортовский вал не выделяется (рис. 4, А). В раннем мелу (берриас-апт) начинает формироваться Новопортовский вал в качестве единой замкнутой положительной структуры (рис. 4, Б). Формируются отдельные поднятия в северной и южной части структуры, наибольший рост испытывает северный купол. Апт-туронское время характеризовалось условиями тектонического покоя, рост структуры не происходил за исключением небольших поднятий по протяженности Новопортовского вала (рис. 4, В). В посттуронское время произошло окончательное формирование крупной замкнутой положительной структуры и резкое увеличение амплитуды на юге территории до 220 м (рис. 4, Г).

На Новопортовском месторождении основные запасы углеводородов сконцентрированы в меловых и юрских песчаниках. Далее кратко будут рассмотрены литологические особенности этих отложений.

Меловые отложения

На корреляционной схеме меловых отложений выделены ахская, танопчинская, яронгская, марресалинская и кузнецовская свиты. Отложения упомянутых свит развиты повсеместно, все свиты имеют выдержанную мощность по всей исследуемой территории, залегают согласно.

В ходе работы были построены 3 корреляционные схемы меловых отложений, в которые вошли 27 скважин. Для интерпретации разрезов по каждой скважине использовался комплекс ГИС: КС, ПС, ГК, НГК, АК.

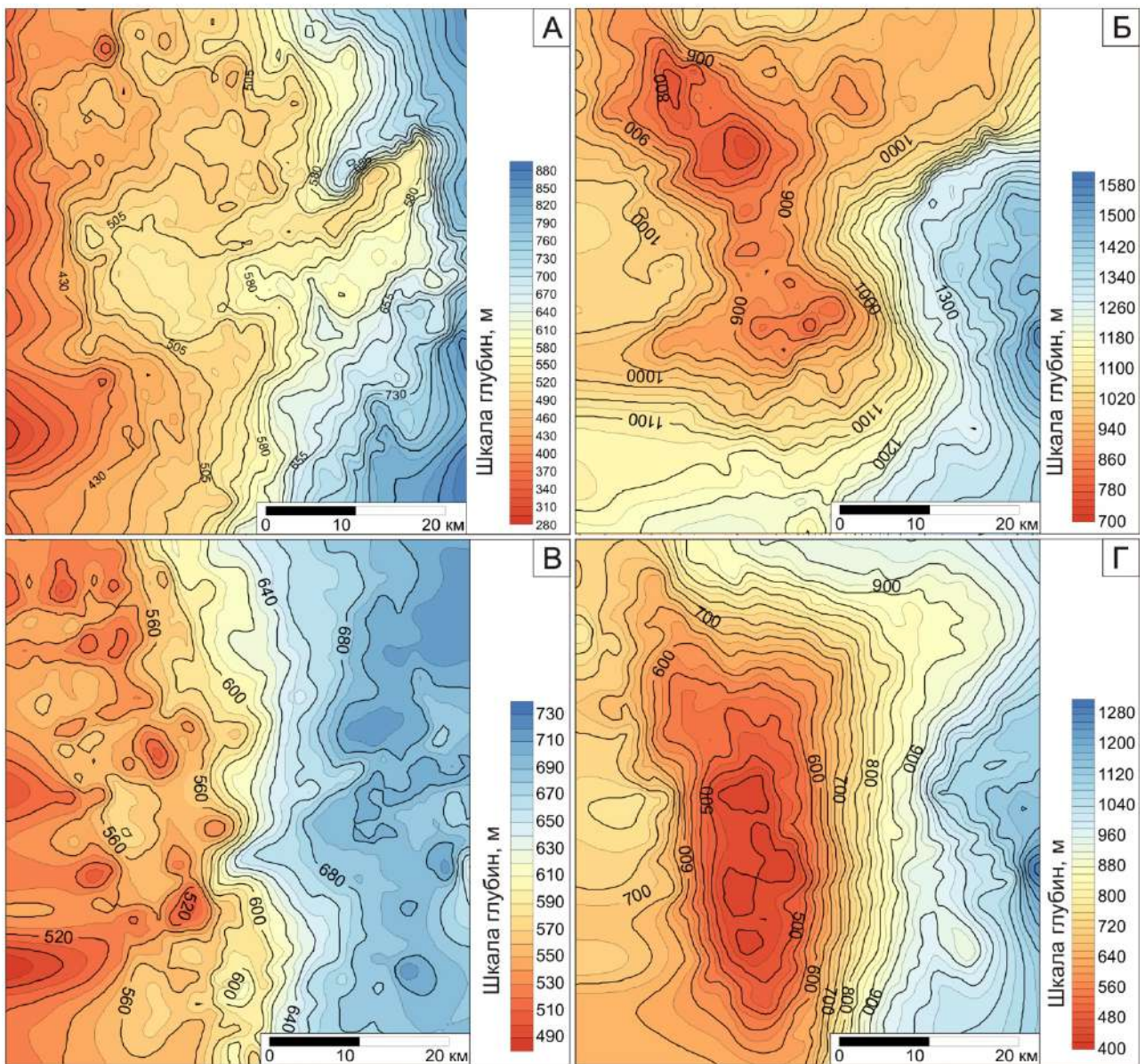


Рис. 4. Карта изопахит тоар-берриасских отложений (А); берриас-аптских отложений (Б); апт-туронских отложений (В); посттуронских отложений (Г)

Кузнецовская свита сложена глинами, является региональным флюидоупором, хорошо прослеживается на всех каротажных диаграммах, мощность составляет от 30 до 50 м.

Марресалинская свита представлена песчаниками. Мощность изменяется от 370 до 480 м. Наблюдается уменьшение мощности свиты в пределах куполов.

Яронгская свита представлена глинами и песчаным пластом (ХМ₆) в кровле. Мощность изменяется от 120 до 170 м.

Танопчинская свита представлена песчаниками, мощность изменяется от 460 до 610 м, наблюдается сокращение мощности свиты на юго-западном склоне структуры.

Ахская свита представлена переслаиванием глин и песчаников, мощности 340–580 м, увеличение мощности свиты происходит в восточном – юго-восточном направлении.

Юрские отложения

На корреляционной схеме юрских отложений выделены левинская, шараповская, китербютская, надояхская, лайдинская, вымская, леонтьевская, малышевская, абалакская и баженовская свиты. Все свиты имеют площадное распространение и выдержанную мощность по всей исследуемой территории, залегают согласно.

В ходе работы были построены 4 корреляционные схемы юрских отложений, в которые вошли 36 скважин. Для интерпретации разрезов по каждой скважине использовался комплект ГИС: КС, ПС, ГК, НГК, АК.

Баженовская свита сложена кремнисто-глинисто-карбонатными породами, является региональным флюидоупором, прослеживается по повышенным значениям на каротажных диаграммах ГК, мощность изменяется от 10 до 40 м.

Абалакская свита представлена глинами. Мощность изменяется от 10 до 70 м.

Малышевская свита сложена песчаниками, мощность отложений изменяется от 70 до 120 м.

Леонтьевская свита алевролитоглинистая, мощности от 95 до 160 м, максимальные мощности фиксируются в пределах южной части северного купола структуры.

Вымская свита представлена переслаиванием глин и песчаников, также присутствуют прослой углей, мощности свиты 100 – 140 м, максимальные мощности фиксируются в скважинах на южном борту вала.

Лайдинская свита представлена переслаиванием глин и песчаников, мощности 20 – 90 м, максимальные мощности свиты наблюдаем на северном куполе и восточном крыле структуры.

Надояхская свита представлена переслаиванием глин и песчаников, мощности 85 – 130 м, происходит увеличение мощности свиты на восток - в скважинах восточного склона.

Китербютская свита представлена глинами, является региональным флюидоупором, мощности 40 – 80 м. По скважинам можно фиксировать увеличение мощности свиты в северной части вала.

Шараповская свита представлена переслаиванием глин и песчаников, мощности 40 – 120 м, происходит увеличение мощности свиты в скважинах восточного склона.

Левинская свита представлена глинами, мощности 10 – 30 м.

Анализ корреляционных схем показал площадное распространение песчаных пластов и перекрывающих их глинистых пачек, что свидетельствует о благоприятных условиях образования именно многозалежного месторождения по

принципу этажерки при наличии каналов миграции УВ из материнских пород в породы-коллекторы.

Нефтегазоносность

На территории исследования степень зрелости верхнеюрских и среднеюрских отложений находится на стадии катагенеза МК₁¹ (длиннопламенная) и МК₁² (газовая), а базальные горизонты юры на стадии МК₁² (газовая) (Фомин, 2011), что свидетельствует о высокой генерационной активности юрских материнских отложений. Также следует отметить, что неокомский газ жирный, т.е. его источником было аквагенное ОВ ниже-среднеюрских отложений.

Ниже рассмотрены отдельные залежи Новопортовского месторождения.

Марресалинская свита (пласт ПК₁)

Залежь марресалинской свиты является массивной, водоплавающей, площадь залежи 718,31 км², по результатам испытаний, с учетом глубин, с которых получены притоки газа, газоводяной контакт (ГВК) выделен на отметке -600 м.

Яронгская свита (пласт ХМ₆)

При испытании пласта были получены притоки газа с дебитом 91,6–181,0 тыс. м³/сутки. В скважине на северном склоне получен приток воды 0,5 м³/сутки. Залежь пластовая, сводовая, ее площадь 250 км². С учетом испытаний ГВК проведен на отметке -900 м.

Танопчинская свита (пласт ТП₁)

При испытании пласта ТП₁ на северном и южном склонах вала получены притоки воды 10,8 м³/сут и 45,34 м³/сут. В северном и южном куполах получены притоки Ув, причем на южном куполе подсечен контакт. В соответствии с испытаниями был проведен ГВК на отметке 900 м, и выделены две отдельные небольшие ловушки, площадь северной 43,38 км², площадь южной 18,26 км².

Перспективы нефтегазоносности ахской свиты (пласт НП₄)

Основные запасы нефти на месторождении сосредоточены в пласте НП₄. С учетом испытаний, два из которых подсекли контакт с водой, водонефтяной контакт (ВНК) выделен на отметке 1860 м, площадь залежи 284,56 км².

Перспективы нефтегазоносности юрских отложений (пласт Ю₂)

При испытании пласта Ю₂ были получены притоки нефти из скважины на южном склоне вала дебитом от 3 м³/сут до 4,6 м³/сут. В скважинах северного купола были получены совместные притоки газа и нефти, дебиты газа составляют от 8,1 тыс. м³/сут до 92,1 тыс. м³/сут, нефти – от 1,2 м³/сут до 58,2 м³/сут; совместные притоки газа и газоконденсата, дебиты газа от 78,3 тыс. м³/сут до 246,63 тыс. м³/сут, газоконденсата – от 11,95 м³/сут до 24,8 м³/сут. В скважинах на северо-западном и южном склоне вала получены притоки воды. На северном склоне вала в пределах замыкающей изолинии получен приток воды, а в северном куполе – сухая скважина. Залежь тектонически экранирована, что объясняет испытание с притоком воды и сухую скважину в пределах контура залежи в северной ее части. С учетом испытаний ГВК проведен на отметке -2100 м, площадь залежи 405,39 км².

Выводы

Структурно-тектонический и палеотектонический анализ показал:

- В структурных планах всех юрских, меловых и кайнозойских отражающих горизонтов четко выделяется положительная замкнутая вытянутая в суб-меридианальном направлении структура Новопортовского вала, верх по разрезу незначительно изменяется форма поднятия: происходит смещение к югу, нивелируется северный купол.

- Формирование структурной ловушки Новопортовского вала (единой замкнутой положительной структуры) начинается в берриас-аптское время, наиболее интенсивный рост происходит в посттуронское время вследствие восходящего движения блока фундамента.

Анализ тектонических и геолого-геохимических особенностей территории исследования позволил сделать вывод:

- Определяющее влияние на формирование ловушки многозалежного уникального по запасам нефтегазоконденсатного Новопортовского месторождения оказали раннемеловой и кайнозойский этапы тектонического развития. В раннемеловое время иницируется восходящее движение блока фундамента и образуется система разломов, которая впоследствии станет экранирующей для юрских залежей УВ. В кайнозое формируется крупная антиклинальная структура-ловушка, разрывные нарушения-каналы для миграции УВ, также к этому времени уже сформирована система коллектор-флюидоупор в юрских и меловых отложениях и происходит интенсивная генерация УВ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

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

2. Брехунцов А. М., Монастырев Б. В., Нестеров И. И. мл. Закономерности размещения залежей нефти и газа Западной Сибири // Геология и геофизика.- 2011.- т. 52.- № 8. - С. 1001-1012.

3. Девятов В. П. Битуминовые глины нижнего тоара Сибирской Платформы // Геология угленосных и горючесланцевых формаций Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1987.- 116-123 с.

4. Девятов В. П., Сапьяник В. В. Главнейшие геологические события мезозоя Сибири // Региональная геология. Стратиграфия и палеонтология фанерозоя Сибири: сборник научных трудов / Под ред. И. В. Будникова, В. И. Краснова. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2009.- С. 123-130.

5. Журавлев Е.Г. Залежи нефти и газа в корях выветривания фундамента осадочных бассейнов // Литология и полез.ископ. - 2009. - №3.- С.329-334.

6. Конторович В.А. Мезозойско-кайнозойская тектоника и нефтегазоносность Западной Сибири // Геология и геофизика.- 2009.- т. 50.- № 4.- С. 461-474.

7. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2002.- 253 с.

8. Скоробогатов В. А., Строганов Л. В., Копеев В. Д. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003.- 352 с.
9. Фомин А. Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна / А. Н. Фомин; Науч. Ред. Академик А. Э. Конторович; Рос. акад. наук, Сиб. Отд-ние, Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011.- 331 с.
10. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система. / Шурыгин Б. Н., Никитенко Б. Л., Девятов В. П. и др. / Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2000. – 480 с.

© Е. С. Сурикова, 2019