

ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ ВЕРХНЕЮРСКОГО ФЛЮИДОУПОРА (ЯМАЛЬСКАЯ НГО)

Александр Юрьевич Нехаев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, научный сотрудник лаборатории геологии нефти и газа арктических регионов Сибири, тел. (383)333-21-09, e-mail: nekhaevay@ipgg.sbras.ru

В статье рассмотрено строение верхнеюрского флюидоупора в пределах Ямальской нефтегазоносной области. На корреляционных профилях, построенных по материалам геофизических исследований скважин, прослежено изменение разреза флюидоупора с запада на восток и с севера на юг. Подтверждено сокращение толщины флюидоупора и увеличение доли песчаного и алевритового материала в ряде районов.

Ключевые слова: Ямальская НГО, верхнеюрский флюидоупор, стратиграфия, верхняя юра.

FEATURES OF THE STRUCTURE OF THE UPPER-JURASSIC SEAL ROCKS (YAMAL PETROLEUM AREA)

Aleksandr Y. Nekhaev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Research Scientist, Laboratory of Petroleum Geology of Arctic Regions of Siberia, phone: (383)333-21-09, e-mail: nekhaevay@ipgg.sbras.ru

The article discusses the structure of the upper Jurassic fluid trap in the Yamal petroleum area. On the correlation schemes constructed on the basis of well-logs, the change in the section of the seal rocks was traced from west to east and from north to south. A reduction in the thickness of the seal rocks and an increase in the proportion of sand and silt material in some areas was confirmed.

Key words: Yamal petroleum area, the upper Jurassic fluid trap, stratigraphy, upper Jurassic.

В статье рассмотрены особенности строения верхнеюрского флюидоупора батского регионального резервуара в пределах полуострова Ямал (Ямальская нефтегазоносная область). По классификации флюидоупоров, предложенной А.Э. Бакировым [1], он относится к субрегиональным флюидоупорам под которыми понимаются «толщи пород, практически лишенные проницаемости и распространенные в пределах нефтегазоносной области или большей её части». Флюидоупор является важной частью резервуара, и от особенностей его строения (толщины, наличия прослоев песчаников и алевритов) зависит формирование и сохранение промышленных скоплений нефти и газа. Верхнеюрский флюидоупор широко распространен на севере Западной Сибири [2, 3, 4] и представлен в основном глинистыми отложениями верхней юры (георгиевский и баженовский горизонты, верхняя часть васюганского горизонта), верхней части средней юры (нижняя часть васюганского горизонта), и нижнего мела (низы куломзинского горизонта). Нижняя граница проводится по кровле малы-

шевской свиты, верхняя часто фиксируется по кровле баженовской свиты и её аналогов [3, 4]. При этом не учитываются глинистые отложения нижней части ахской свиты. Авторами верхняя граница флюидоупора проводится по появлению в разрезе мощных слоев песчаников и алевролитов, которые в связи с особенностями разреза (клиноформным строением ачимовской пачки) могут быть приурочены к разным стратиграфическим уровням [5].

Для уточнения строения верхнеюрского флюидоупора авторами построены 33 корреляционных профиля (рис. 1): как региональных, пересекающих значительные территории с запада на восток и с севера на юг, так и локальных, уточняющих строение флюидоупора в пределах некоторых площадей (Харасавэйская, Бованенковская и Новопортовская).

На примере одного профиля рассмотрим, как меняется толщина флюидоупора на рассматриваемой территории. Профиль 1, расположенный в самой северной части полуострова, протягивается с запада на восток от Западно-Малыгинской скв. 1402 до Штормовой скв. 122 (рис. 1). Флюидоупор представлен аргиллитами, алевролитистыми аргиллитами и глинистыми алевролитами абалакской, баженовской и нижней части ахской свиты. Толщина его с запада на восток сначала уменьшается с 178 м (Западно-Малыгинская скв. 1402) до 135 м (Малыгинская скв. 44) и 136 м (Малыгинская скв. 33), а затем возрастает до 156 м (Малыгинская скв. 35) и 151 м (Малыгинская скв. 36). Далее по профилю наблюдается уменьшение толщины до 137 м (Малыгинская скв. 37) и 122 м (Северо-Малыгинская скв. 38). Восточнее, за пределами территории, мощность флюидоупора возрастает до 170 м (Штормовая скв. 122) (рис. 2).

Подобный характер изменения толщины флюидоупора прослеживается и на других профилях, протягивающихся с запада на восток (2, 3, 9, 10, 11, 17, 18, 20, 21, 22, 23) (рис. 1). На некоторых из них (9, 10, 17, 18, 20, 22) толщина меняется значительно. Так в 9 профиле с запада на восток происходит сокращение толщины с 431 м (Харасавэйская скв. 103) до 137 м (Западно-Тамбейская скв. 40). В 17 профиле толщина флюидоупора уменьшается с 314 м (Бованенковская скв. 123) до 113 м (Нейтинская скв. 25), а в 22 профиле с 380 м (Западно-Яротинская скв. 302) до 30 м (Новопортовская скв. 218).

На профилях, идущих с севера на юг (4, 5, 6, 7, 19, 24, 25, 27) не удается отметить какой-то явной закономерности в изменении толщины флюидоупора. Она то уменьшается, то снова возрастает. Так в профиле 4 (Западно-Малыгинская скв. 1402 – Пяседайская скв. 209) толщина меняется с 178 м (Западно-Малыгинская скв. 1402) до 155 м (Леоновская скв. 1203), а потом возрастает до 200 м (Пяседайская скв. 209). В расположенном восточнее 5 профиле (Малыгинская скв. 44 – Западно-Сеяхинская скв. 41) толщина флюидоупора сначала возрастает с 135 м (Малыгинская скв. 44) до 151 м (Малыгинская скв. 36), потом уменьшается до 137 м (Западно-Тамбейская скв. 40), а далее, в конце профиля, увеличивается до 185 м. В самом восточном 6 профиле (Северо-Малыгинская скв. 38 – Геофизическая скв. 36) толщина возрастает с 122 м (Северо-Малыгинская скв. 38) до 174 м (Северо-Тамбейская скв. 18) и 173 м (Южно-Тамбейская скв. 70), возрастая затем до 233 м (Северо-Сеяхинская скв. 3) и 313 м в конце профиля (Геофизическая скв. 52).

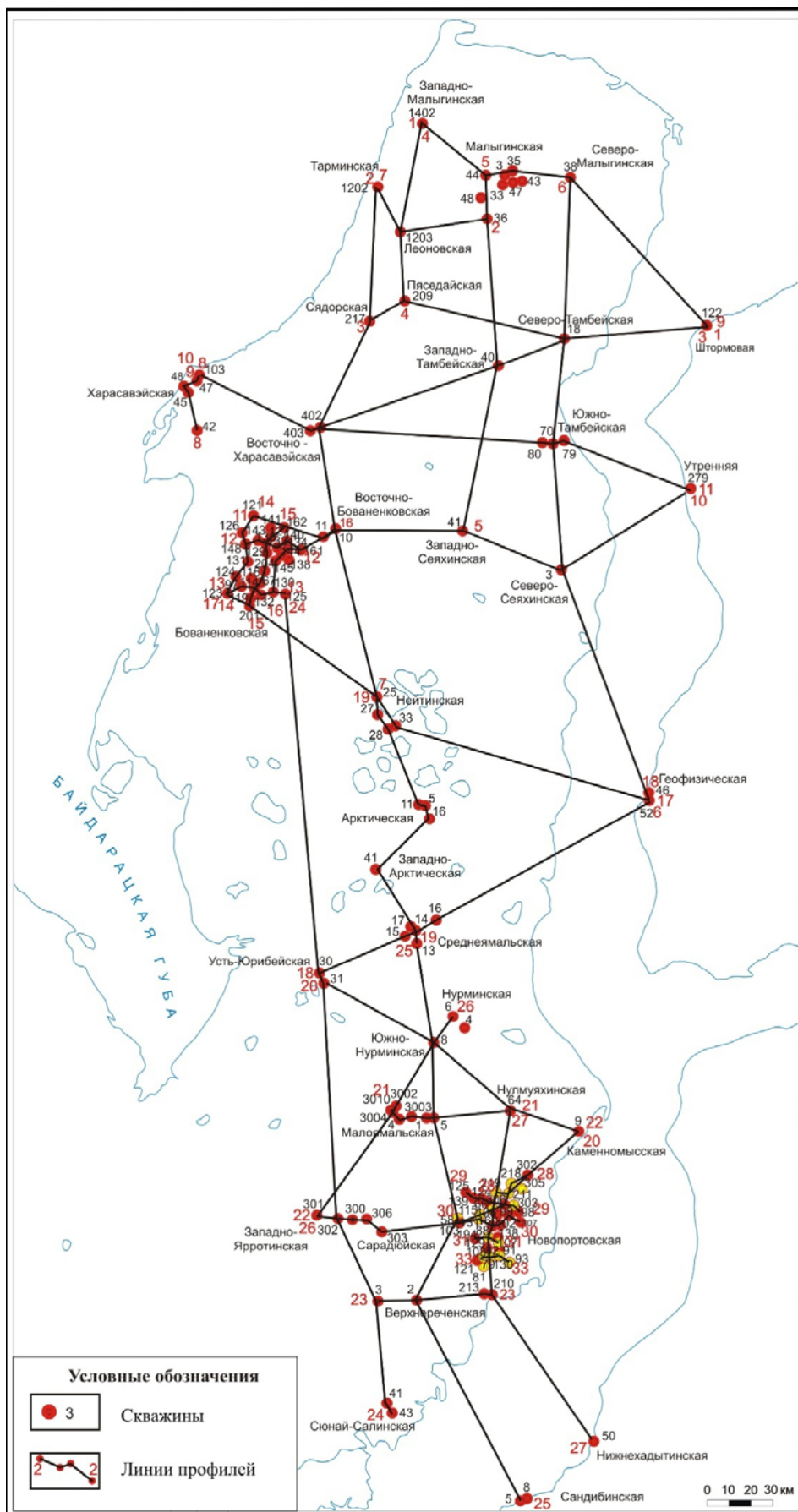


Рис. 1. Схема расположения корреляционных профилей

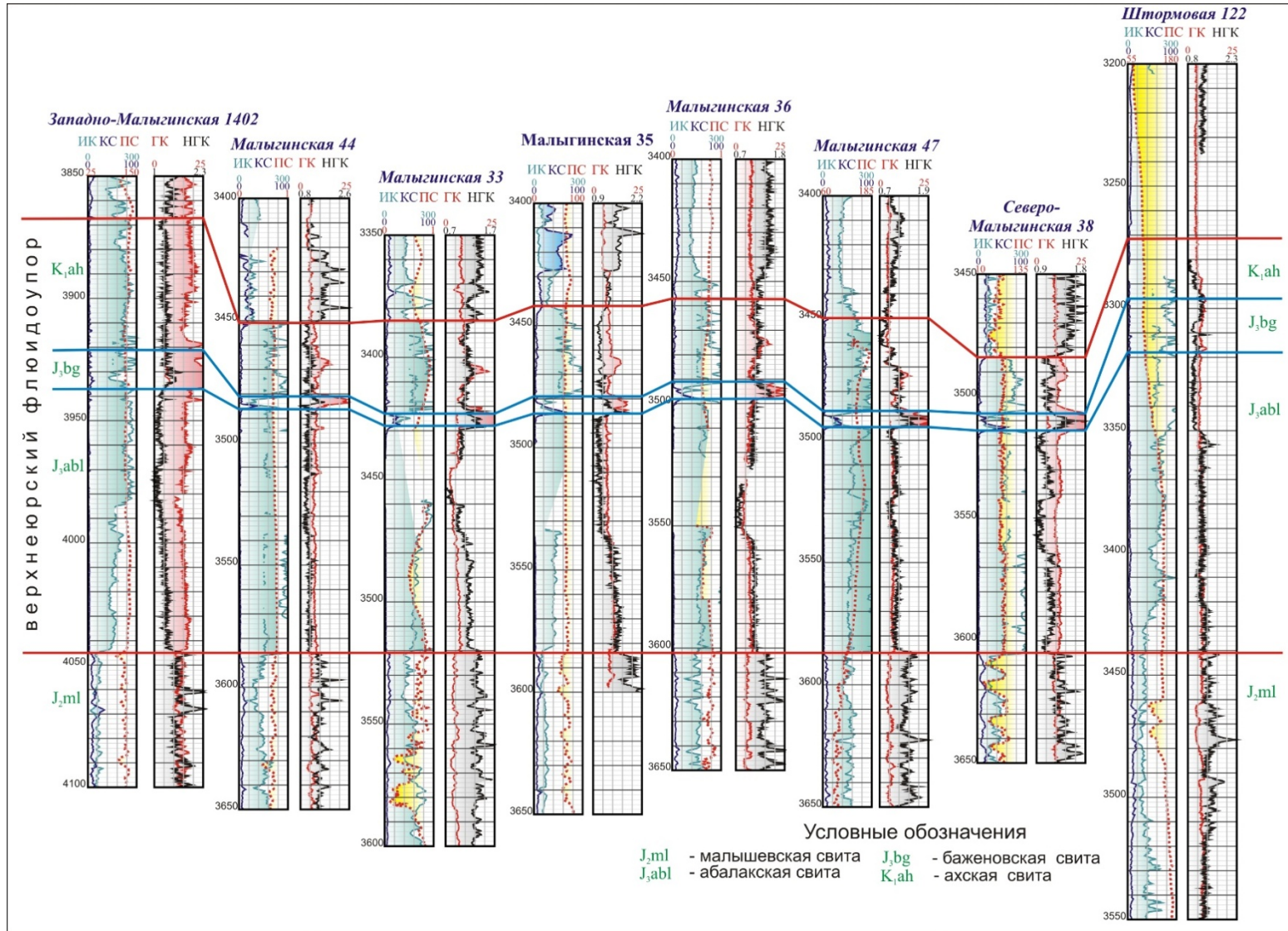


Рис. 2. Корреляционный профиль 1 – 1

Но если рассматривать в целом всю цепочку профилей, пересекающих Ямальский полуостров с севера на юг, например, 7 – 19 - 25 (рис. 1), то наблюдается сокращение толщины флюидоупора с 360 м (Тарминская скв. 1102), до 113 м (Нейтинская скв. 25) и 60 м (Верхнереченская скв. 2).

На основе составленных профилей и детальной корреляции построена карта толщин верхнеюрского флюидоупора (рис. 3). Максимальные значения (350 - 450 м) отмечаются на северо-западе и западе рассматриваемой территории (Харасавэйская, Бованенковская площади), а минимальные (25-50 м) - на юго-востоке и юге, в пределах Сюнай-Салинской и Новопортовской площадей. На большей части региона толщины флюидоупора колеблются в пределах 150 - 300 м. Их изменение может быть связано с несколькими причинами. Первая из них – сложная структура самого флюидоупора. Из-за клиноформного строения некомских отложений в состав флюидоупора могут входить разные по объему и возрасту глинистые толщи. Отчетливо выделяемая на карте полоса минимальных толщин, пересекающая весь полуостров с севера на юг, совпадает с зоной распространения песчаных пластов $Ac_{7-9}Aч_1$ и $Ac_{10-12}Aч_2$ [5]. Зона максимальных толщин флюидоупора находится западнее линии выклинивания ачимовской толщи, и граница флюидоупора проводится здесь по песчаникам вышележащего стратиграфического уровня.

Другим фактором, возможно, влияющим на толщину флюидоупора, является тектоника. Области сокращенных толщин, как правило, приурочены к приподнятым положительным структурам - Малыгинское поднятие, Северо-Тамбейский мезовал, Южно-Тамбейское куполовидное поднятие, Нурминский мезовал и Новопортовский вал [6]. Минимальные значения толщины флюидоупора (25-50 м) отмечаются на Новопортовском валу, где во время раннемелового поднятия размыты как глинистые отложения нижней части ахской свиты, так и частично верхнеюрские породы (баженовская свита) [7].

Восстановленные по кривым ГИС разрезы скважин позволили выделить два района, в которых флюидоупор содержит значительное количество песчано-алевритового материала. Первый находится на северо-западе (Харасавэйская площадь), второй – на юге (Нурминская, Южно-Нурминская, Нулмаяхинская площади).

На северо-западе, в Харасавэйской скв. 103, в средней части флюидоупора (верхняя часть абалакской свиты) выделяется 35-метровая пачка, сложенная преимущественно песчаниками и алевролитами. В южном направлении, в пределах Харасавэйской площади (профиль 8), отмечается постепенное уменьшение количества песчаников и алевролитов, и далее, к Бованенковской площади, они полностью выклиниваются. Это же происходит и в восточном направлении (профили 9, 10). В разрезах Восточно-Бованенковских скв. 10 и 11 флюидоупор уже не содержит песчаных и алевролитовых прослоев.

На юге, в пределах Нурминской, Южно-Нурминской, Нулмаяхинской и Каменномысской площадей (профили 20, 25, 26), в средней части флюидоупора (верхняя часть нурминской свиты) наблюдаются пласты песчаников и алевролитов.

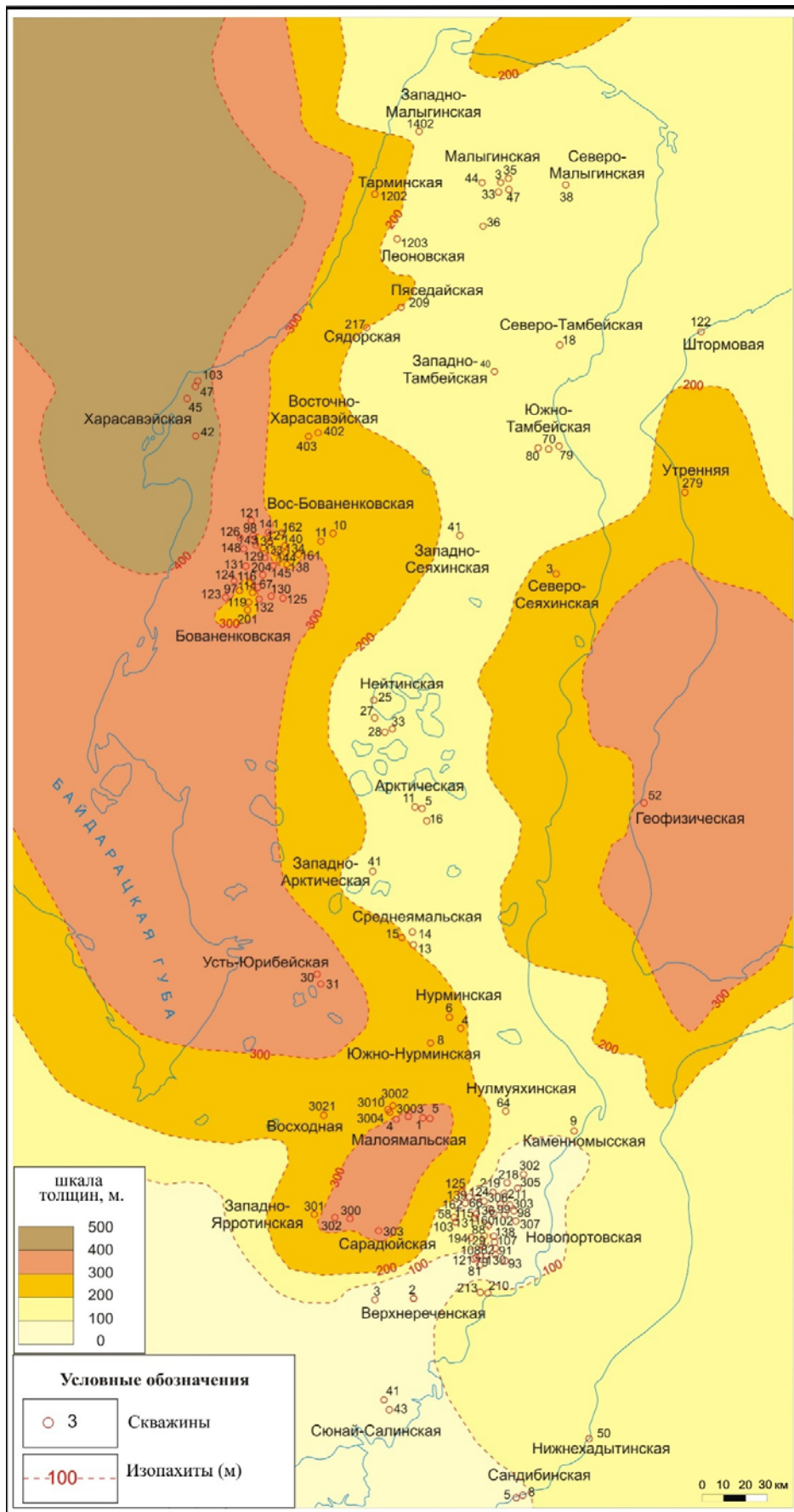


Рис. 3. Карта толщин верхнеюрского флюидоупора

Суммарная толщина этих слоев в Каменномысской скв. 9 достигает 20 м, что составляет примерно 20% общей толщины флюидоупора. Наличие песчанников и алевролитов ухудшает качество флюидоупора на Каменномысской площади.

Приведенные данные позволяют предположить, что верхнеюрский флюидоупор имеет более сложное строение, чем считалось ранее. На большей части территории он включает в себя отложения не только келловее и верхней юры, но и нижнего мела. Толщина последних сильно меняется из-за клиноформного строения неоконских отложений и плавающей верхней границы флюидоупора. В связи с этим толщина флюидоупора в северо-западном направлении увеличилась вдвое. На юге территории, в пределах Новопортовской площади, отложения флюидоупора частично размыты во время раннемелового поднятия и его толщина не превышает 25-50 м.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Бакиров Э.А. Геология нефти и газа: учебник для вузов. - Л.: Гостоптехиздат, 1969. – 240 с.
2. Скоробогатов В.А., Строганов Л.В., Копеев В.Д. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала: монография. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 352 с.
3. Шемин Г.Г. Региональные резервуары нефти и газа юрских отложений севера Западно-Сибирской провинции: монография. – Новосибирск. Издательство СО РАН, 2014. - 362 с.
4. Шемин Г.Г., Первухина Н.В. Обоснование крупных объектов нефтепоисковых работ средне-верхнеюрских отложений севера Западно-Сибирской НГП // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири. - Тюмень. ФГУП «ЗапСибНИИГГ». - 2009. - С. 203-211.
5. Бородкин В.Н., Курчиков А.Р. Материалы к уточнению стратиграфической схемы беррис-нижнеаптских отложений Западной Сибири с учетом клиноформного строения разреза // Геология и геофизика. - 2010. - Т. 51. - № 12. – С. 1631-1639.
6. История тектонического развития арктических территорий и акваторий Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / В.А. Конторович, Д.В. Аюнова, И.А. Губин, А.Ю. Калинин, Л.И. Калинина, А.Э. Конторович, Н.А. Малышев, М.Б. Скворцов, М.В. Соловьев, Е.С. Сурикова // Геология и геофизика. - 2017. - Т. 58. - № 3-4. – С. 423-444.
7. Гладышев Е.А., Нехаев А.Ю. Строение верхнеюрского флюидоупора в Новопортовском районе // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2016. XII Междунар. науч. конгр. : Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология» : сб. материалов в 4 т. (Новосибирск, 18–22 апреля 2016 г.). – Новосибирск : СГУГиТ, 2016. Т. 1. – С. 12–16.

© А. Ю. Нехаев, 2019