

УДК 622.276

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ КОЧЕВСКОГО, СЕВЕРО-КОЧЕВСКОГО И СЕВЕРО-КОНИТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Халин А.В.

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия (625000, Тюмень, ул. Володарского, 38), e-mail: av_khalin@mail.ru

Ачимовские образования представляют собой песчано-алевролитовые конуса выноса, консолидировавшиеся в относительно глубоководной части палеоморя. Анализ результатов изучения кернового материала, геофизических исследований скважин, результатов испытания и эксплуатации скважин в площади рассматриваемых участков свидетельствует о том, что в целом отмечается тенденция ухудшения коллекторских свойств в направлении от Тевлинско-Русскинского участка к удаленным краевым частям площади месторождений. Принятая в подсчете запасов начальная нефтенасыщенность по этим отложениям оценивается несколько завышенной и соответствует образцам керна с наиболее высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Механизм вытеснения в таких коллекторах имеет ряд особенностей. Фронтальное вытеснение происходит лишь в коллекторах 4 и частично 5 класса. Вытеснение в таких условиях осуществляется за счет режима капиллярной пропитки, когда вода в мелких порах увеличивая свою толщину на стенках поры постепенно выталкивает нефть из мелких пор в более крупные. В результате производства большеобъемных гидроразрывов пласта мелкозернистый песчаник, относящийся к неколлекторам, приобретает свойства коллектора. Подвижными становятся те флюиды, которые в нем содержатся, то есть пластовая вода. Пласты ачимовской толщи в пределах Кочевского, Северо-Кочевского и Северо-Конитлорского месторождений в пределах контура нефтеносности опробованы в 21 поисково-разведочной скважине. Фонтанный приток чистой нефти дебитом 54,6 м³/сут получен только в скважине № 309Р Северо-Конитлорского месторождения.

Ключевые слова: нефть, ачимовские отложения, конус выноса, керн, геофизические исследования.

GEOLOGICAL FEATURES OF THE ACHIMOV DEPOSITS OF THE KOCHEVSKOYE, SEVERO-KOCHEVSKOYE AND SEVERO-KONITLORSKOYE FIELDS

Khalin A.V.

Federal Budget Educational Institution of Higher Education "Industrial University of Tyumen", Tyumen, Russia (625000 Russia, Tyumen, street Volodarskogo, 38), e-mail: av_khalin@mail.ru

The Achimov formations are sandy-silt aggregate cones consolidated in the relatively deep-water part of the paleomeric. Analysis of the results of core material research, well logging, well testing and operation results in the area of the surveyed areas indicates that, in general, there is a trend of deterioration of reservoir properties in the direction from Tevlinsko-Russkinsky area to remote regional parts of the field area. The initial oil saturation accepted in the calculation of reserves for these deposits is estimated to be somewhat overestimated and corresponds to the core samples with the highest reservoir properties. The displacement mechanism in such reservoirs has a number of features. Frontal displacement occurs only in the 4th and partially 5th class manifolds. The displacement under such conditions is due to the regime of capillary impregnation, when the water in small pores, increasing its thickness on the walls of the pores, gradually pushes the oil from the small pores into larger ones. As a result of the production of large-scale hydraulic fracturing, fine-grained sandstone belonging to non-reservoirs acquires reservoir properties. Those fluids that are contained in it, that is, formation water, become mobile. The layers of the Achimov formation within the Kochevskoye, Severo-Kochevskoye and Severo-Konitlorskoye fields within the oil-bearing contour were tested in 21 exploration wells. Fountain inflow of pure oil with a flow rate of 54.6 m³ / day was obtained only in well No. 309P of the North-Konitlorsky field.

Keywords: oil, Achimov deposits, debris cone, core, geophysical surveys.

Обоснованные представления об особенностях геологического строения ачимовской толщи начали складываться с появлением основополагающих работ А.Л.Наумова (1977 г.), в которых он предлагал рассматривать эти слои как фондоформные отложения, синхронные какому-либо из песчаных пластов ундоформы. Отсюда следует, что ачимовские образования представляют собой песчано-алевролитовые конуса выноса, консолидировавшиеся в относительно глубоководной части палеоморя [1].

Такая особенность транспортировки терригенной компоненты послужила причиной резкой геологической неоднородности ачимовской толщи, а также обусловила плохую отсортированность материала и существенную изменчивость петрофизических характеристик слагающих ее слоев [2]. Анализ результатов изучения кернового материала (шлифы, ФЕС, РСА), ГИС, результатов испытания и эксплуатации скважин в площади рассматриваемых участков свидетельствует о том, что в целом отмечается тенденция ухудшения коллекторских свойств в направлении от Тевлинско-Рускинского участка к удаленным краевым частям площади этих месторождений (Северо-Кочевское месторождение и удаленная западная часть Северо-Конитлорского месторождения). В пределах выделенных песчаных линз в значительной степени преобладают коллектора 6 класса проницаемости (менее 1мД), незначительную долю объема занимают проницаемые включения 4 и 5 класса проницаемости. Гистограммы распределения Кпр и Кво приведены на рисунках (рисунки 1-3). Эти коллектора характеризуются высоким содержанием связанной воды (55,1-90,7 %). Низкие коллекторские свойства и высокая водоудерживающая способность отмечаются не только в алевролитах с высоким содержанием глинистого цементирующего материала, но и в мелкозернистых песчаниках с относительно небольшим содержанием цемента (3-10 %). Это обусловлено составом цементирующего материала, который представлен преимущественно хлоритом. Хлорит в отличие от каолинита имеет щеточную структуру, что способствует удержанию воды в связанном состоянии и существенно снижает проницаемость.

Значительная доля таких песчаников имеет значение проницаемости соответствующее границе «коллектор-неколлектор» либо относится к неколлекторам. Ачимовские коллектора Кочевского месторождения в целом характеризуются несколько более благоприятными характеристиками по сравнению с соответствующими отложениями Северо-Кочевского и Северо-Конитлорского месторождений [3].

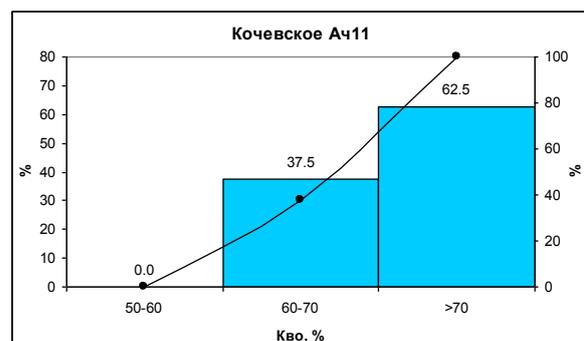
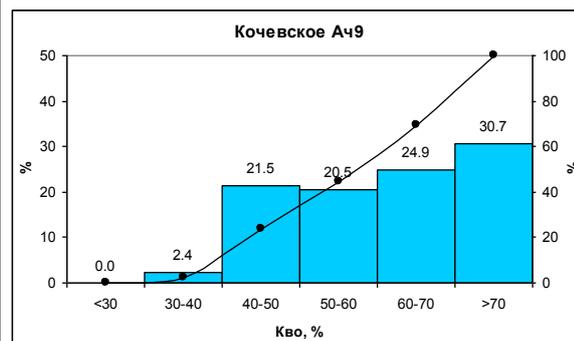
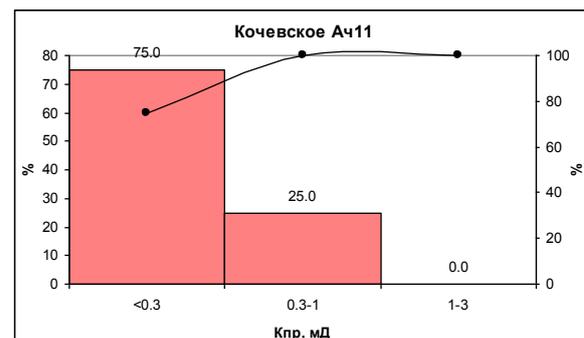
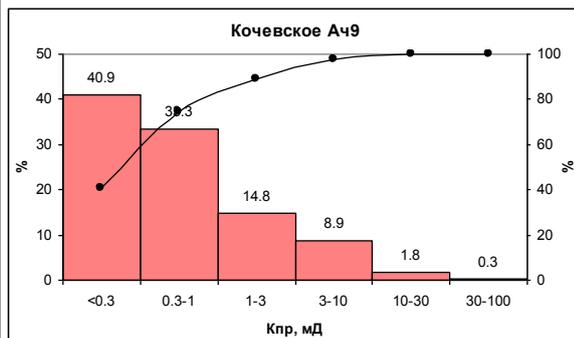
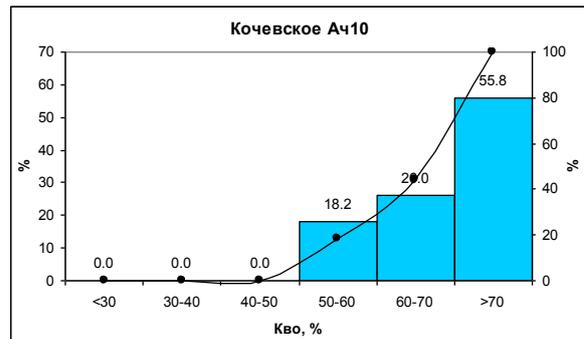
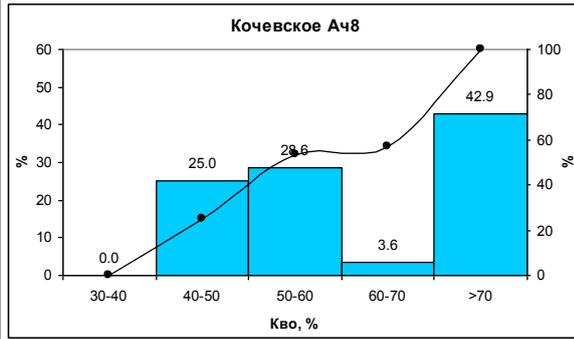
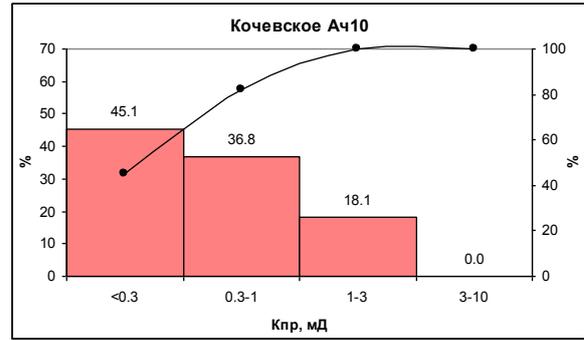
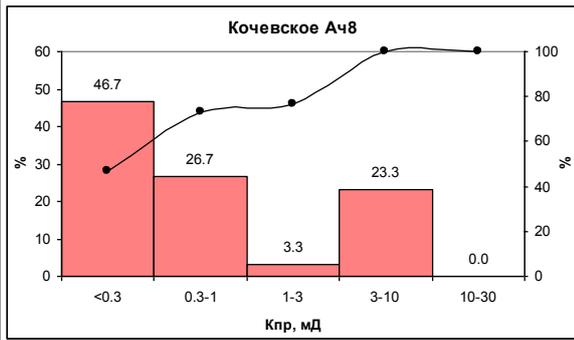


Рисунок 1 - Графики распределения коэффициентов проницаемости, водоудерживающей способности пород-коллекторов по керну. Кочевское месторождение

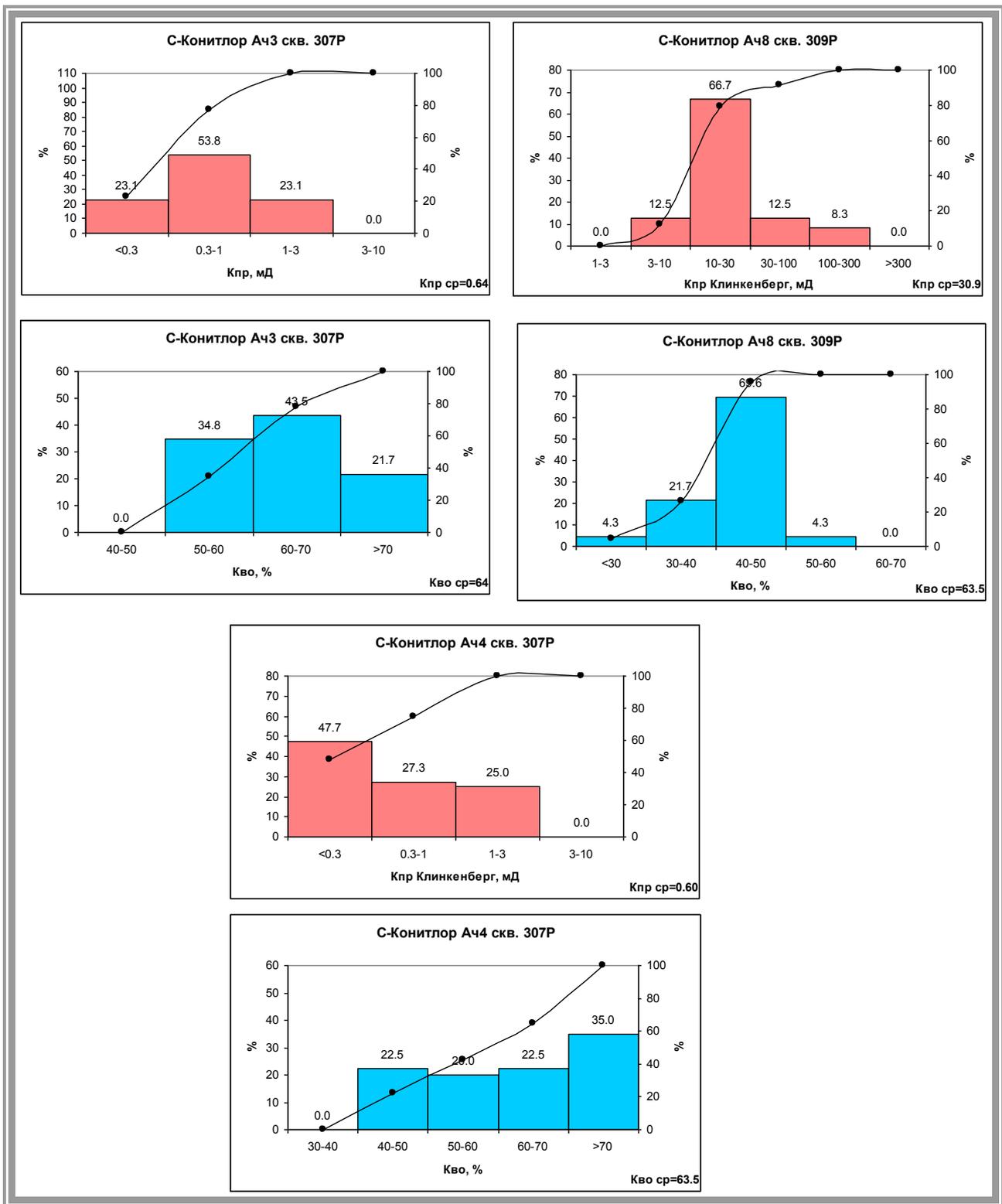


Рисунок 2 - Графики распределения коэффициентов проницаемости, водоудерживающей способности пород-коллекторов по ядру. Северо-Конитлорское месторождение

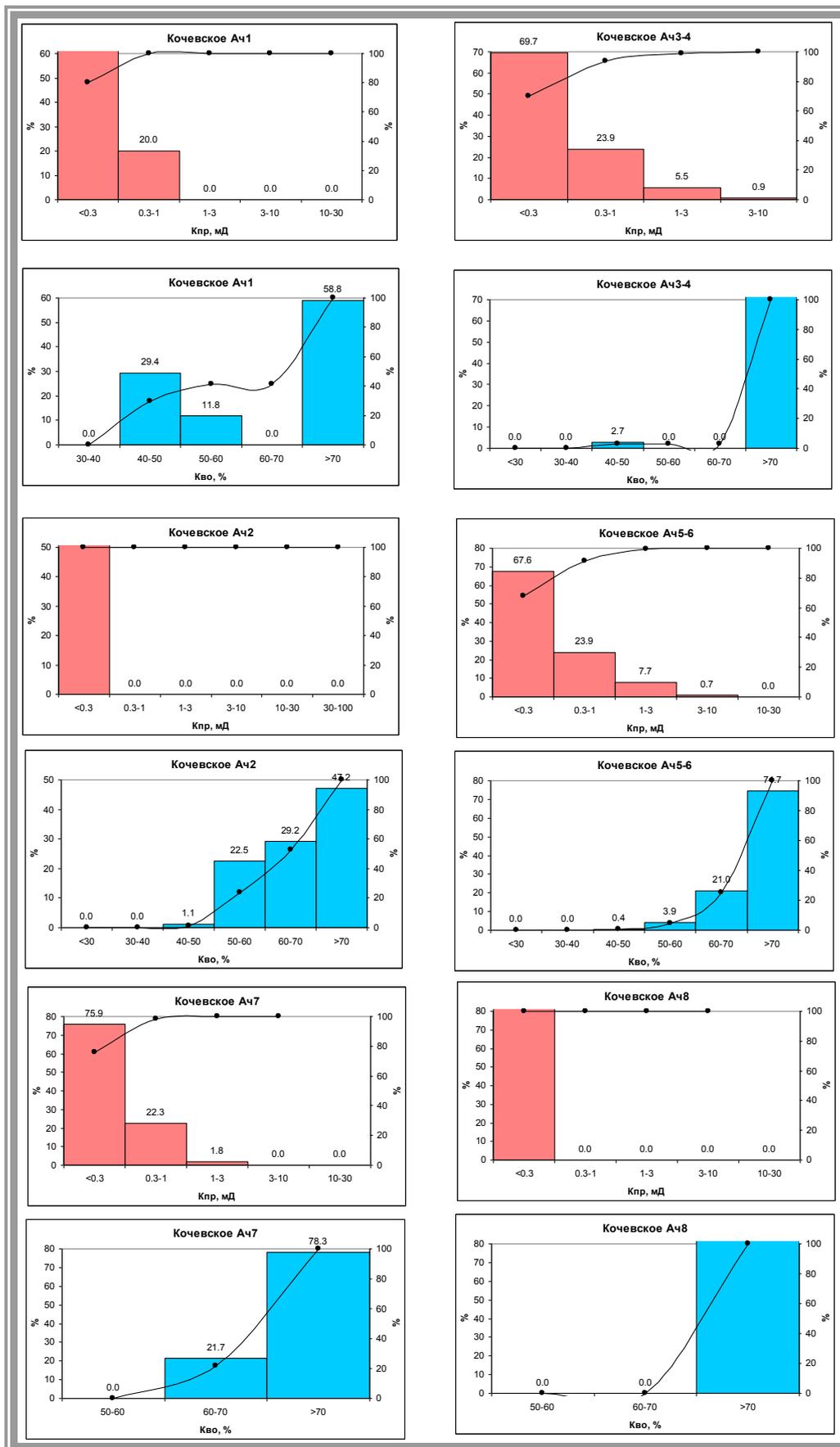


Рисунок 3 - Графики распределения коэффициентов проницаемости, водоудерживающей способности пород-коллекторов по керну. Северо-Кочевское месторождение

При этом отмечается тенденция снижения ФЕС с глубиной по разрезу, более молодые вышележащие пласты имеют несколько лучшие свойства. Так по пласту Ач₈ коллектора 5 класса с проницаемостью 1-10 мД занимают 26,6 % , коллектора с проницаемостью 0,3–1 мД – 26,7 %, с проницаемостью менее 0,3 мД – 46,7 %, 42,9 % порового объема имеют остаточную водонасыщенность более 0,7. По пласту Ач₉ доля коллекторов 5 класса составляет 23,7 %, по пласту Ач₁₀ - 18,1 % (диапазон проницаемостей 1-3 мД), по пласту Ач₁₁ - коллектора 4 и 5 класса проницаемости отсутствуют, коллектора 6 класса с проницаемостью 0,3-1 мД составляют лишь 25 % порового объема, 75 % занимают породы с проницаемостью менее 0,3 мД. Соответственно по пласту Ач₉ 55,8 % объема пласта имеет остаточную водонасыщенность более 60 %, по пласту Ач₁₀ – 81,8 % порового объема, а по пласту Ач₁₁ весь объем коллектора характеризуется содержанием остаточной воды более 60 %. Приведенные данные свидетельствуют о том, что принятая в подсчете запасов начальная нефтенасыщенность по этим отложениям оценивается несколько завышенной и соответствует образцам керна с наиболее высокими ФЕС [4, 5].

Еще более неблагоприятное распределение ФЕС по соответствующим отложениям Северо-Кочевского и Северо-Конитлорского месторождений (за исключением локальной залежи в районе скв. № 309Р). Здесь лишь единичные образцы керна относятся к коллекторам 4 и 5 классов (преимущественно 5 класса), а подавляющая доля объема пород имеет проницаемость менее 1 мД. Средняя водоудерживающая способность по образцам Северо-Конитлорского месторождения составляет 67,6 %, по образцам Северо-Кочевского месторождения – 71,4 %. Приведенные данные свидетельствуют о том, что даже в случае предельного нефтенасыщения среднее значение начальной нефтенасыщенности по этим отложениям близко к остаточной.

Механизм вытеснения в таких коллекторах имеет ряд особенностей. Фронтальное вытеснение происходит лишь в коллекторах 4 и частично 5 класса (при высоких градиентах давления). В коллекторах с проницаемостью менее 4 мД при любых, даже самых максимальных градиентах давления фронтального вытеснения не происходит. Вытеснение в таких условиях осуществляется за счет режима капиллярной пропитки, когда вода в мелких порах увеличивая свою толщину на стенках поры постепенно выталкивает нефть из мелких пор в более крупные.

Незначительная часть пород пласта с относительно повышенными ФЕС случайным образом распределена среди пород характеризующихся пограничным (коллектор-неколлектор) значением ФЕС. Структура порового пространства представляет собой очень сложную систему извилистых каналов, с множеством тупиков, капиллярных экранов, полностью изолированных мелких линз коллектора. По ряду интервалов и пластов,

входящих в продуктивный комплекс, нефтенасыщенность не подтверждена испытаниями. В результате производства большеобъемных ГРП мелкозернистый песчаник, относящийся к неколлекторам, приобретает свойства коллектора. Подвижными становятся те флюиды, которые в нем содержатся, т.е. пластовая вода.

Это подтверждается результатами опытно-промышленной эксплуатации скважин. На объекте Ач Кочевского месторождения все находящиеся в эксплуатации разведочные и углубленные с вышележащего объекта БС₁₀ скважины имеют долю воды в продукции от 48 до 81,4 %. В процессе реализации опытно-промышленных работ на Северо-Кочевском месторождении пробурены скважины № 709, № 711, после проведения ГРП, обводненность продукции в них составила 98 % и 99 % соответственно. Аналогичные работы проведены на Северо-Конитлорском месторождении. В пробуренных для этих целей скважинах № 603 и № 607 обводненность после ГРП составила 98,8 % и 91,3 % соответственно.

Особняком в этом ряду стоит небольшая залежь в районе скв. № 309Р, где отмечается существенная доля коллекторов 4 и даже 3 классов проницаемости. В среднем проницаемость по керну в скважине № 309Р составляет 30,8 мД, водоудерживающая способность 0,412. Относительно благоприятная характеристика этой залежи подтверждена испытанием.

Пласты ачимовской толщи в пределах Кочевского, Северо-Кочевского и Северо-Конитлорского месторождений в пределах контура нефтеносности опробованы в 21 поисково-разведочной скважине (в обсаженном стволе). Фонтанный приток чистой нефти дебитом 54,6 м³/сут (6 мм штуцер) получен только в скважине № 309Р Северо-Конитлорского месторождения (пласт Ач₅).

Непереливающие притоки нефти, в т.ч. с содержанием воды, получены в 20 скважинах (57 объектов). Из них при опробовании 33 объектов получены непромышленные притоки нефти, дебиты нефти составили менее 5 м³/сут, в т.ч. по 22 объектам приток нефти - менее 3 м³/сут.

Максимальный непереливающий чисто нефтяной приток дебитом 16,36 м³/сут получен в скважине № 112Р Северо-Кочевского месторождения (пласт Ач₂) при среднединамическом уровне 376 м, после проведения ГРП. Приток нефти дебитом 14 м³/сут получен в скважине № 297Р Северо-Конитлорского месторождения при среднединамическом уровне 1242 м (пласт Ач₄). В скважине № 12Р Кочевского месторождения получен непереливающий приток нефти дебитом 10,9 м³/сут при среднединамическом уровне 1281,5 м (пласт Ач₉). Непереливающий приток нефти дебитом 9,72 м³/сут. получен в скважине № 70Р Кочевского месторождения при среднединамическом уровне 2668 м (пласт Ач₉⁰). В скважине № 55Р Кочевского месторождения получен

водонефтяной приток, дебит нефти составил 10,6 м³/сут, воды - 55,2 м³/сут, выше интервала перфорации по заключению АКЦ отмечено отсутствие контакта цементного камня с колонной и получение совместного притока нефти с водой, вероятно связано с перетоком из вышележающего водоносного пласта. В результате опробований остальных объектов (15 скважин) средний дебит нефти притока составил 3,5 м³/сут.

В целом по пластам ачимовских отложений в пределах Кочевского, Северо-Кочевского и Северо-Конитлорского месторождений в результате опробований в обсаженных стволах скважин, в пределах контура нефтеносности, дебиты по нефти изменяются от 0,08 м³/сут до 54,6 м³/сут. В среднем дебит нефти составляет 5,6 м³/сут.

Литература

1. Парфенов А.С. Некоторые особенности, осложняющие разработку ачимовских отложений на территории ХМАО-Югры / А.С. Парфенов // Новые технологии - нефтегазовому региону материалы Международной научно-практической конференции. – Тюмень: Издательство ТИУ, 2016 г. – С.168-171.

2. Кузьмин Ю.А., Филатов С.А. Характеристика трудноизвлекаемых запасов нефти месторождений ХМАО–Югры по критериям Минэнерго // Вестник недропользователя ХМАО. – 2012. – Вып. № 25.

3. Проблемный запас прочности // Деловая Россия: промышленность, транспорт, социальная жизнь. – 2012. – № 8.

4. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 3 мая 2012 г. № 700-р // Собрание законодательства РФ. – 07.05.2012. – № 19.

5. Технологический проект разработки Тагринского нефтегазоконденсатного месторождения Тюменской области: под рук. А.Ю. Смирнова. – Тюмень: ООО "ТюменьНИИпроект", 2016.