## ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ СЕНОН-ТУРОНСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ

### Усачев А.С.

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

Надсеноманские отложения Западной Сибири являются нетрадиционным для нефтегазовой геологии объектом изучения и относятся к трудноизвлекаемым запасам углеводородного сырья, которые не могут эффективно отбираться с применением традиционных методов разработки по геологическим и технологическим причинам. Продуктивность надсеноманских отложений доказана в газсалинской пачке кузнецовской свиты на прилегающих к Большехетскому проекту территориях и в дорожковской свите Тагульского месторождения на Большехетском проекте. Туронский НГК продуктивен в Тазовском районе на Заполярном, Новочасельском и Южно-Русском месторождениях; в Ямало-Уренгойском районе — на Южно-Мессояхском, Тэрельском, Северо-Ханчейском, Харампурском и Ленинградском месторождениях; в Омско-Ларьякском — на Верхнеколик-Еганском и Варынгском месторождениях; в Усть-Енисейском — на Тагульском месторождении. Продуктивные отложения представлены чередованием глинисто-алевритовых и песчаных пачек. Залежи газовые, пластово-сводовые.

Ключевые слова: турон, сенон, сеноман, газ, трудноизвлекаемые запасы

# FEATURES OF THE GEOLOGICAL STRUCTURE OF SENONIAN-TURONIAN DEPOSITS

### Usachev A.S.

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

Under Senoman sediments of Western Siberia are unconventional for oil and gas geology and are referred to hard-to-recover hydrocarbon reserves that can not be efficiently selected using traditional development methods for geological and technological reasons. The productivity of the Under Senoman sediments has been proved in the Gassalinsky pack of the Kuznetsovsky suite on the territories adjoining the Bolshekhetsk project and in the Dorozhkov suite of the Tagulsky deposit on the Bolshekhetskoye project. Turonian NGK is productive in the Tazovsky region at the Zapolyarnoye, Novochaselsky and Yuzhno-Russkoye fields; in the Yamalo-Urengoi region - at the Yuzhno-Messoyakhskoye, Terelskoye, Severo-Khancheyskoye, Kharampursky and Leningradskoye fields; in Omsk-Laryak - on Verkhnekolik-Egansky and Varyngskoye fields; in the Ust-Yenisei on the Tagulskoye field. The productive deposits are represented by the alternation of clayey-aleuritic and sandy packs. Deposits of gas, reservoir-arched.

Keywords: Turon, Senon, Senoman, gas, hard-to-recover reserves

Надсеноманский газоносный комплекс [1-5] в последние годы стал привлекать внимание ПАО "Газпром" как объект, позволяющий компенсировать падение добычи сеноманского газа на многих месторождениях Надым-Пур-Тазовского региона, разрабатываемых уже более 30...40 лет. Надсеноманские газовые залежи в "традиционных" гранулярных (песчано-алевритовых) резервуарах установлены в отложениях газсалинской пачки (турон-сенон) в восточной части Западной Сибири (Южно-Русское, Заполярное, Тазовское, Харампурское и другие месторождения). Однако более широко распространена газоносность глинистых опок сенона (нижняя подсвита березовской свиты), установленная практически на всех месторождениях ЯНАО над сеноманскими газовыми залежами.

Наличие газовых залежей в глинистых опоках сенона (нижняя подсвита березовской свиты) зафиксировано по газопроявлениям в процессе бурения, при испытании отдельных скважин, а также по материалам сейсморазведки МОГТ. Газовые залежи сенона в сейсмическом волновом поле дают контрастные динамические аномалии "типа залежь". Наиболее крупная по площади газовая залежь в сенонских отложениях открыта на Медвежьем месторождении. Здесь получены притоки газа дебитом до 30 тыс. м³/сут, что свидетельствует о возможности ее промышленного освоения при использовании "сланцевых" технологий.

Надсеноманские отложения Западной Сибири являются нетрадиционным для нефтегазовой геологии объектом изучения и относятся к трудноизвлекаемым запасам углеводородного сырья, которые не могут эффективно отбираться с применением традиционных методов разработки по геологическим и технологическим причинам.

Территории Исследования находится в северо-восточной части Западной Сибири на территории Красноярского края и в настоящее время является объектом пристального геологического изучения (рисунок 1). В связи с необходимостью расширения ресурсной базы, финансирование геолого-разведочных работ в последние годы в этом районе значительно увеличено. Все это привело к тому, что к настоящему времени на территории исследований получено достаточное количество сейсмической информации, данных ГИС, кернового материала, что позволяило провести комплексную переинтерпретацию с целью детализации геологического строения, уточнения литолого-фациальной принадлежности, выявления новых и переоценки ранее выявленных нефтегазоперспективных объектов в перспективных пластах верхнемеловых отложений.

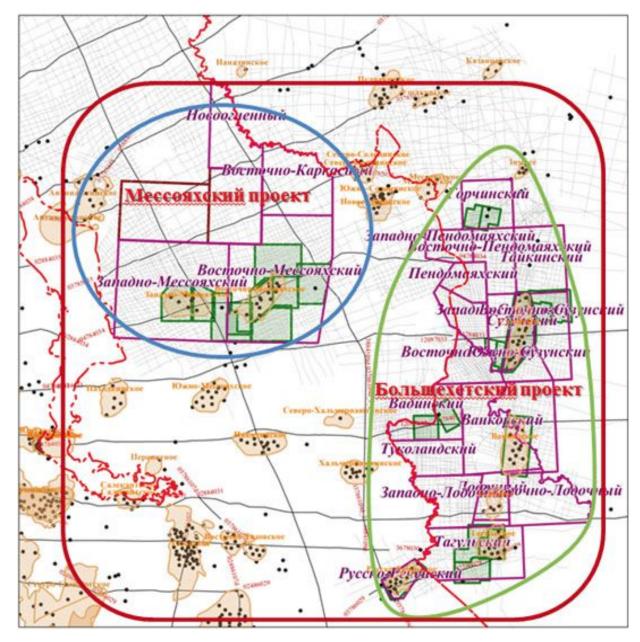


Рисунок 1 – Схема изученности района работ

В административном отношении территория исследований относится к Красноярскому краю и Ямало-Ненецкому автономному округу Тюменской области.

Продуктивность надсеноманских отложений доказана в газсалинской пачке кузнецовской свиты на прилегающих к Большехетскому проекту территориях и в дорожковской свите Тагульского месторождения на Большехетском проекте.

В толще верхнемеловых отложений на исследуемой территории выделяется туронский нефтегазоносный комплекс, представленный в объеме пластов Др дорожковской свиты и нижнего отдела насоновской свиты (аналог газсалинской пачки кузнецовской свиты).

Согласно схеме районирования верхнемеловых отложений открытые залежи в надсеноманских отложениях расположены в четырех ЛФР: Тазовском, Ямало-Уренгойском, Усть-Енисейском и Омско-Ларьякском.

Туронский НГК продуктивен в Тазовском районе на Заполярном, Новочасельском и Южно-Русском месторождениях; в Ямало-Уренгойском районе — на Южно-Мессояхском, Тэрельском, Северо-Ханчейском, Харампурском и Ленинградском месторождениях; в Омско-Ларьякском — на Верхнеколик-Еганском и Варынгском месторождениях; в Усть-Енисейском — на Тагульском месторождении. Продуктивные отложения представлены чередованием глинисто-алевритовых и песчаных пачек. Залежи газовые, пластово-сводовые. Средние газонасыщенные толщины по пластам изменяются от 2,0 до 12,6 м; дебиты газа — от 1,3 до 218 тыс. м3/сут.

Промышленные запасы газа на Тагульском месторождении доказаны исследованиями пласта Др-II, при которых были получены фонтанирующие притоки газа из трех скважин, максимальный дебит составил 84,9 тыс. м³/сут. В 2010 г. запасы газа пласта Др-II были впервые представлены и утверждены в государственном балансе при оперативном подсчете запасов. В 2014 г. в результате опробований пластов Др-I (две скважины) и Др-III (одна скважина) были получены двухфазные притоки газа с водой. Данный очевидно продуктивный интервал пока слабо изучен и требует дальнейших исследований. Крайне необходим отбор керна для получения петрофизических зависимостей и понимания граничных значений для определения насыщенности пород.

Верхнемеловые осадочные образования довольно слабо изучены керном: каменный материал поднят лишь из единичных скважин, которые пробурены в последние годы. Это позволило впервые на территории Западной Сибири изучить разрез верхнего мела значительной толщины (около 100 м), настолько детально охарактеризованный керном (суммарный вынос 449 м) с позиций биостратиграфии и литофациального анализа.

Для макро- и микрофаунистического и палинологического анализов, седиментологических исследований было отобрано около 40 экземпляров различной сохранности раковин двустворок и аммонитов, 306 образцов на микропалеонтологический (фораминиферы и остракоды) и палинологический анализы (диноцисты, спорово-пыльцевые комплексы). Благодаря проведенной корреляции скважин по биостратиграфическим и геофизическим данным удалось построить сводный разрез, разделенный на 11 пачек. Каждая пачка получила биостратиграфическую характеристику (ИГНиГ СО РАН).

Это привело к необходимости пересмотра существующих стратиграфических привязок на части месторождений, пересмотру корреляции реперного отражения – горизонта Г и проведению детальной корреляции пластов на площади работ.

При выполнении детальной корреляции туронских отложений по территории Большехетского проекта было установлено, что граница, разделяющая сеноман-туронские отложения на Тагульском месторождении, приурочена к подошве пласта Дл-I по существующей индексации. В то же время на Сузунском месторождении она соотносится с кровлей пласта Дл-I. Граница нижнего и среднего турона проведена по кровле дорожковской свиты.

На основе переинтерпретации площадных и объемных сейсморазведочных работ в объеме 21200 пог. км с учетом материалов бурения выполнена детализация геологического строения перспективных отложений турон-коньякского возраста и представлена концептуальная модель строения отложений этого возраста на Большехетском проекте и прилегающих территориях (рисунок 2).

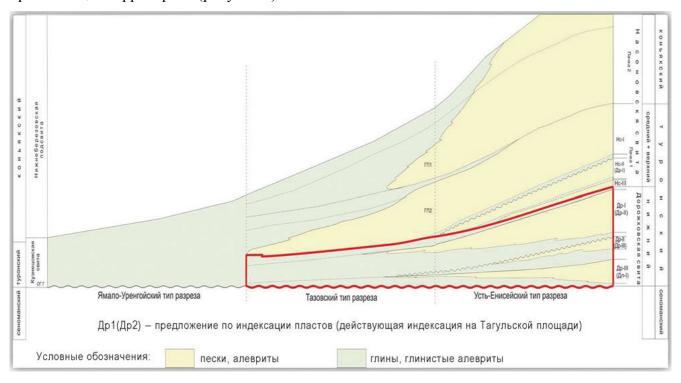


Рисунок 2 - Схема развития песчано-алевритовых пластов турон-коньякского возраста на территории Большехетского проекта

В результате детальной корреляции отложений (и предложенной концептуальной модели) установлено, что пласты газсалинской пачки в Тазовском районе и пласты нижней части насоновской свиты в Усть-Енисейском районе представляют собой единый резервуар, который отличается количеством песчаного материала и наличием выдержанных глинистых покрышек.

Из геолого-геофизической изученности данных объектов следует, что в настоящее время большинство участков недр находится на поисково-оценочном этапе ГРР. Целями поисково-оценочных работ являются обнаружение новых месторождений и залежей углеводородов, оценка их запасов по сумме категорий C1 + C2.

Всё вышеизложенное свидетельствует о необходимости доизучения выявленных перспективных объектов и проведения с этой целью на территории Большехетского проекта определенного объема геолого-разведочных работ.

Однако планирование ГРР только на надсеноманские объекты в настоящее время нецелесообразно и будет возможно только в случае подтверждения выявленных перспективных ресурсов как объектов попутных поисков или в случае перевода части из них в запасы.

В ходе проведения экспериментов на сжатие натурных образцов пород-коллекторов туронских отложений Западной Сибири были выявлены закономерности упругих свойств от типа литотипов.

Так, литотип, представленный песчаником мелкозернистым с контактовым и сгустковым глинистым цементом, при первом нагружении показал значение модуля упругости, равное 28,7 кгс/мм². Литотип, представленный алевролитом со сгустковым глинистым цементом и алевро-глинистой биотурбированной породой, при таких же условиях характеризуется модулем упругости равным 40,6 кгс/мм². Последующие нагружения образцов и их деформации происходили по тем же сценариям, что и первоначальные, отличаясь лишь уменьшенной амплитудой колебания начальных и конечных характеристик. Исходя из полученных данных, чётко прослеживается прямая зависимость упругих свойств горных пород от характера неоднородности: песчаник со сгустковым глинистым цементом обладает меньшим модулем упругости, чем алевролит с глинистым цементом.

При проведении высокоточного гравитационного каротажа в специальных сенонских скважинах, пробуренных с полным отбором керна из целевого интервала, и разностороннем его изучении возможно принципиальное повышение достоверности определения подсчетных параметров сенонских газовых залежей по гравиметрическим данным.

Для проектирования каких-либо мероприятий по дальнейшему изучению газоносности сенона необходимо по возможности точно оценить его ресурсный потенциал. Породы-коллекторы сенона, представленные глинистыми опоками и опоковидными глинами, имеют высокую открытую пористость (30...40 %), но низкую проницаемость (в среднем около  $0.1*10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>).

Тип сенонских коллекторов достоверно не определен, но предполагается, что они являются порово-трещинными, хотя по керну, отобранному в скв. 1С и 2С, широкого развития трещиноватости в сеноне не установлено. Интересен тот факт, что пористость и проницаемость глин кузнецовской свиты несколько выше, чем у перекрывающих их отложений сенона, но кузнецовская свита газа в рассматриваемых скважинах не содержит.

Вполне возможно, что газоносность глинисто-кремнистых пород сенона контролируется микротрещиноватостью, которая приводит к дегазации пор при снятии геостатического давления в процессе бурения как в керне, так и в прискважинной зоне. Глинисто-кремнистые породы сенона характеризуются развитой микротрещиноватостью, что обусловлено их более низкой сжимаемостью, чем у глин подстилающих и перекрывающих отложений. Это установлено по лабораторным данным, причем сжимаемость уменьшается при увеличении пористости образцов. По этому параметру глинисто-кремнистые отложения сенона принципиально отличаются от обычных глин. Высокая хрупкость опок (хрупкость – параметр, противоположный сжимаемости) и склонность к трещинообразованию хорошо известны.

Как бы то ни было, но достоверное определение газонасыщенности глинистокремнистых пород сенона по керну в поверхностных условиях, когда газ из них уже

Отложения сенона накапливались в относительно глубоководном (100...200 м) морском бассейне с ограниченным поступлением в него терригенного (глинистого и песчано-алевритового) материала и характеризуются выдержанным строением на огромных пространствах Западной Сибири. Поэтому латеральные колебания толщин и состава слоев сенона в пределах отдельного месторождения незначительны. Так, по данным скв. 1С и 2С можно считать доказанным, что средняя открытая пористость сенонских опоковидных глин составляет 0,31...0,32, а максимальная – не превышает 0,39.

Полученные результаты свидетельствуют о том, что значения Ков не превышают 0,5 при пористости в пластовых условиях 0,23 (для пород с  $\rho_{\rm M} = 2,45~{\rm г/cm^3}$ ) и значительно ниже в более пористых породах той же минералогической плотности и в более глинистых породах с  $\rho_{\rm M} = 2,50...2,55~{\rm г/cm^3}$ . Следовательно, сенонские отложения, судя и по данным гравиметрического каротажа, преимущественно газонасыщены. Условно, по аналогии с гранулярными коллекторами сеномана, значение пористости 0,23 было взято в качестве граничного, при котором порода способна отдавать газ.

Значению пористости 0,23 в пластовых условиях (0,275 в поверхностных) отвечает объемная плотность 1,90 г/см<sup>3</sup>. Используя это значение плотности в качестве граничного, оценили толщины газонасыщенных пород по данным гравиметрического каротажа в скв. 52. Полученное значение газонасыщенной толщины 50 м позволяет оптимистично рассматривать перспективы газоносности Медвежьего месторождения. Имеющиеся оценки ресурсной базы сенона этого месторождения основаны на средней газонасыщенной толщине около 16 м. Ее увеличение более чем в 3 раза приведет к соответствующему росту ресурсов сенонского газа.

Однако из-за низкой проницаемости газонасыщенных глинисто-кремнистых пород сенона получение рентабельных по дебитности притоков газа из этих отложений будет возможным только при использовании специальных, "сланцевых" заключающихся в бурении скважин с протяженными горизонтальными окончаниями и проведении многостадийного гидроразрыва ДЛЯ формирования искусственной трещиноватости. Дренаж значительного объема залежи может происходить только в случае формирования протяженных искусственных трещин, предпосылки образования которых в хрупких опоках являются высокими. Дизайн гидроразрыва должен определяться с учетом литологии сенонских коллекторов, имеющих повышенную хрупкость, локализации обширной естественной трещиноватости, широко распространенной в сенонских отложениях и других, традиционных Р-Т параметров.

### Литература

- 1. Перспективы нефтегазоносности надсеноманских отложений на Большехетском проекте и прилегающих территориях / И.П. Бекирова, С.Е. Агалаков, Г.Л. Розбаева, Л.А. Дубровина // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО (науч. практич. конф.) / под ред. В.А. Волкова. Ханты-Мансийск, 2015. С. 156–164.
- 2. «Эра сеноманского газа: От рассвета до заката», Карнаухов С. М., Скоробогатов В. А., Кананыхина О. Г., журнал «Вести газовой науки», Выпуск № 3 (8) / 2011.
- 3. «Разработка и исследование методов и технологий освоения трудноизвлекаемых запасов газа», Якимов Игорь Евгеньевич, автореферат диссер-тации на соискание ученой степени кандидата технических наук, Тюмень, 2008, 25 стр.
- 4. Агалаков С.Е., Бакуев О.В. Новые объекты поисков углеводородов в надсеноманских отложениях Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1992. № 11. С. 25—28.
- 5. Агалаков С.Е., Стариков В.А. Оценка ресурсов газа в опоках березовской свиты на севере Западной Сибири // Геология и геофизика. -2003. Т. 44. № 6. С. 511–516.