

УДК 622.691.24

Потенциал нижнетриасовых резервуаров Астраханского свода в качестве подземного хранилища кислых газов сепарации

Е.О. Семёнов¹, В.А. Захарчук², О.Г. Михалкина¹, Д.А. Пушкарёва^{1*}

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 141717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

² ООО «Газпром добыча Астрахань», Российская Федерация, 414000, г. Астрахань, ул. Ленина, д. 30

* E-mail: D_Pushkareva@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова:

Астраханское месторождение, подземное хранилище кислых газов сепарации, надсолевой комплекс, комплексные исследования кернового материала, рентгенофазовый анализ.

Тезисы. На данный момент на Астраханском газоконденсатном месторождении сильно снижены темпы добычи в связи с экологическими ограничениями, обусловленными присутствием во флюиде высокотоксичных кислых газов. Увеличить добычу возможно лишь при условии закачки отсепарированных газов в надсолевой непродуктивный комплекс месторождения, что требует его целенаправленного изучения для поиска наиболее герметичных резервуаров.

В статье приводятся новые данные комплексных литолого-минералогических и петрофизических исследований кернового материала нижнетриасовых отложений центральной части Астраханского свода, рассматриваемых в качестве перспективного резервуара для хранения кислых газов сепарации. Исследуемой скважиной вскрыт интервал преимущественно терригенных отложений общей мощностью 157 м, относящийся к нижней части междиапировой мульдовой толщи надсолевого осадочного комплекса. В нижней части интервала вскрыты песчаники мощностью 33 м с высокими фильтрационно-емкостными свойствами, в верхней – толща карбонатно-глинистых отложений мощностью 115 м, представленная чередованием глин карбонатных хрупких с глинами разбухающими. Установлено, что поинтервальная комбинация качественного (глины разбухающие) и мощного (глины карбонатные) флюидоупора позволит удерживать потенциальный флюид в песчаной толще с хорошими фильтрационно-емкостными показателями. Перспективы резервуаров также косвенно подтверждаются притоками из одновозрастных отложений в пределах Сарпинского прогиба, являющегося тектоническим элементом, смежным с более погруженным по сравнению с Астраханским сводом осадочным чехлом.

Уникальное по величине запасов Астраханское газоконденсатное месторождение (АГКМ) является одним из самых крупных не только в европейской части России, но и на всем пространстве Европейского континента. При темпах разработки, присутствующих месторождениям Западной Сибири, оно могло бы обеспечивать ежегодную добычу в объеме 60 млрд м³ газа, однако фактически реализуется лишь пятая часть этого объема [1]. Основной сдерживающий фактор – экологические ограничения добычи, обусловленные присутствием в пластовом газе высокотоксичных неуглеводородных газов H₂S и CO₂, суммарное содержание которых может превышать 50 %.

Увеличение добычи возможно лишь при условии закачки отсепарированных кислых газов в подземные емкости, которыми могут стать либо подсолевые газоносные пласты, либо надсолевые отложения. С экологической точки зрения предпочтительна закачка кислых газов в подсолевой комплекс, однако непреодолимые трудности технического характера (низкие фильтрационно-емкостные свойства и, как следствие, низкая приемистость пласта, аномально высокое пластовое давление и др. факторы) препятствуют развитию данного направления.

Закачка в надсолевой комплекс проще с технической точки зрения, однако требует поиска герметичных подземных емкостей для создания хранилища кислых газов. Поскольку последние 40 лет основной упор при разведке и разработке был сделан на уникальную по запасам и сложности геологического строения базовую башкирскую залежь, строение надсолевого комплекса изучено достаточно слабо. В связи с поставленной задачей утилизации кислых газов принято решение о целенаправленном изучении надсолевого комплекса с отбором керна при бурении глубоких скважин на АГКМ.

В статье приводятся новые данные анализа kernового материала, отобранного из триасовых отложений при бурении в 2016 г. глубокой скважины в пределах левобережной части АГКМ.

Геологическое строение юго-западной части Прикаспийской впадины

Прикаспийская впадина является юго-восточной окраиной докембрийской Восточно-Европейской платформы. Это крупнейшая надпорядковая отрицательная структура, характеризующаяся устойчивым и длительным прогибанием земной коры и мощным осадочным чехлом. Развитие бассейна складывалось в несколько геологических этапов: формирования кристаллического фундамента, накопления терригенно-карбонатного подсолевого палеозойского комплекса, нижнепермской соленосной толщи и верхнепермско-мезо-кайнозойского карбонатно-терригенного надсолевого комплекса. Многочисленные мезо-кайнозойские геотектонические колебания и активный эпикунгурской галокинез обеспечили характерное ячеистое распределение надсолевого комплекса по площади и разрезу (рис. 1). Большая часть верхнепермско-палеогеновых отложений сосредоточена в центральной части региона в мульдах между грядами соляных диапиров, перекрытых плащеобразно залегающими неоген-четвертичными отложениями. Наиболее интенсивно галокинез проявился в районе Сарпинского, Заволжского прогибов и Астраханского свода, где мощность надсолевых отложений достигает 3 км (см. рис. 1а).

Соляная тектоника активно повлияла на формирование залежей в пределах мульдового комплекса. Неоднородность соляных штоков обусловила появление соляных карнизов, козырьков, крутых углов бортов и заливообразных участков, являющихся подходящими структурными элементами для формирования ловушек углеводородов [2, 3]. В то же время под действием диапиризма триасовые отложения испытали растрескивание, увеличивающее проницаемость коллектора и тектонические деформации, сформировавшие разрывные структуры и приуроченные к ним тектонические и экранированные солью ловушки. Разрывные нарушения играют особую роль в формировании нефтегазоносного комплекса: с одной стороны, они обуславливают формирование

залежей, являясь активными проводящими каналами, с другой – влияют на их переформирование и разрушение (см. рис. 1б–г) [3, 4].

Немногочисленные залежи в пределах мезозойских нефтегазовых систем с большой вероятностью сформированы в результате миграции углеводородов из подсолевого комплекса по разрывным нарушениям или бессолевым «окнам». Нефтегазоносность нижнетриасового комплекса, подтвержденная промышленными притоками в Сарпинском прогибе (Шаджинское, Чапаевское, Совхозное и др. месторождения), указывает на герметичность потенциальных резервуаров нижнего триаса в юго-западной части Прикаспийской впадины.

Осадконакопление и стратиграфическое деление нижнетриасовых толщ

Подошвенная часть мульдового комплекса, выполненная верхнепермско-нижнетриасовыми отложениями, сформировалась в континентальных условиях в результате переотложения верхнепермских пород. Осадкообразование происходило в неравномерно минерализованном преимущественно пресноводном бассейне в окислительно-восстановительных условиях. Накопленные отложения четко делятся на два комплекса: повсеместно распространенный красноцветный терригенный континентальный (ершовский и баскунчакский горизонты) и локальный сероцветный известняково-глинистый морской (баскунчакский горизонт). Общая мощность нижнего триаса составляет приблизительно 2000 м, увеличиваясь в северном и северо-западном направлениях [3, 6, 7].

Ершовский горизонт (нижневетлужская серия, индский ярус) сложен цикличными красно-бурыми мелко- и среднезернистыми полимиктовыми песчаниками с линзами конгломератов и прослоями коричневых глин в основании. Переотложенность толщи подтверждается сходством минерального и литологического составов верхнепермских и нижнетриасовых отложений, а также их седиментологической и минералогической зрелостью. Средняя мощность горизонта ≈ 500 м [7].

Баскунчакский горизонт (верхневетлужская серия, оленекский ярус) развит шире, чем ершовский, и сложен красновато-бурыми глинами с прослоями полимиктовых среднезернистых песчаников в нижней части. Общая мощность горизонта ≈ 120 м. Ближе к юго-западной части Прикаспийской впадины

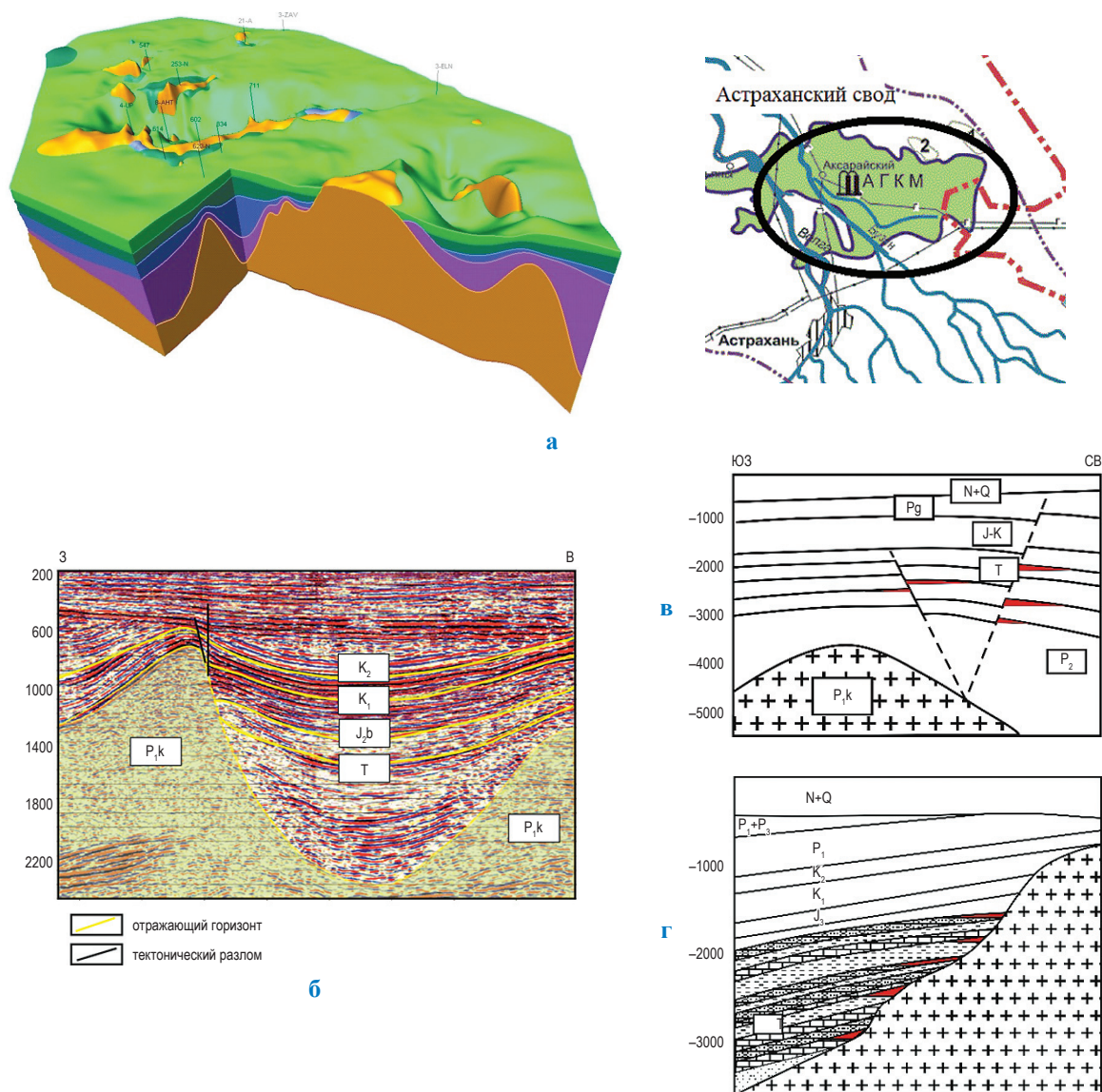


Рис. 1. Общее строение надсолевого комплекса юго-западной части Прикаспийской впадины с примерами ловушек углеводородов для различных тектонических элементов: а – структурные поверхности отложений надсолевого комплекса (Астраханский свод) [2]; б – фрагмент временного разреза Сероглазовской мульды северной части Пойменной площади (Астраханский свод) [5]; в – экранированные соляными диапирами ловушки Воропаевской структуры (Усишинский участок) [4]; г – тектонически экранированные ловушки Бугринского месторождения [4]

в баскунчакском горизонте появляются известково-глинистые отложения, связанные с кратковременной ингрессией моря с юга в середине оленекского века [7].

Потенциал отложений индского и оленекского ярусов в качестве герметичного резервуара подтверждается открытыми месторождениями и притоками нефти и газа из данных отложений в Сарпинском прогибе, что определило выбор рассматриваемого интервала в качестве основного объекта исследования.

Результаты исследований

По данным геофизических исследований скважин (ГИС), вскрытый разрез четко дифференцируется на два интервала: верхний глинистый (1144,0...1268,0 м) и нижний песчаный (1268,0...1301,0 м), из которых керном охарактеризованы 18 и 6,5 м соответственно. Исследования кернового материала проводились в лабораторных условиях на современном оборудовании с использованием актуальных методик комплекса физико-химических

методов анализа. По результатам исследований глинистый интервал дополнительно разделен на две группы: глины карбонатные в верхней части изученного разреза, глины – в нижней части (рис. 2).

Первая группа карбонатных глин (7,4 м) буровато-красного и зеленоватого оттенка, полиминерального состава, с высоким содержанием криптокристаллического доломита и кальцита. Все отложения зеленовато-бурые

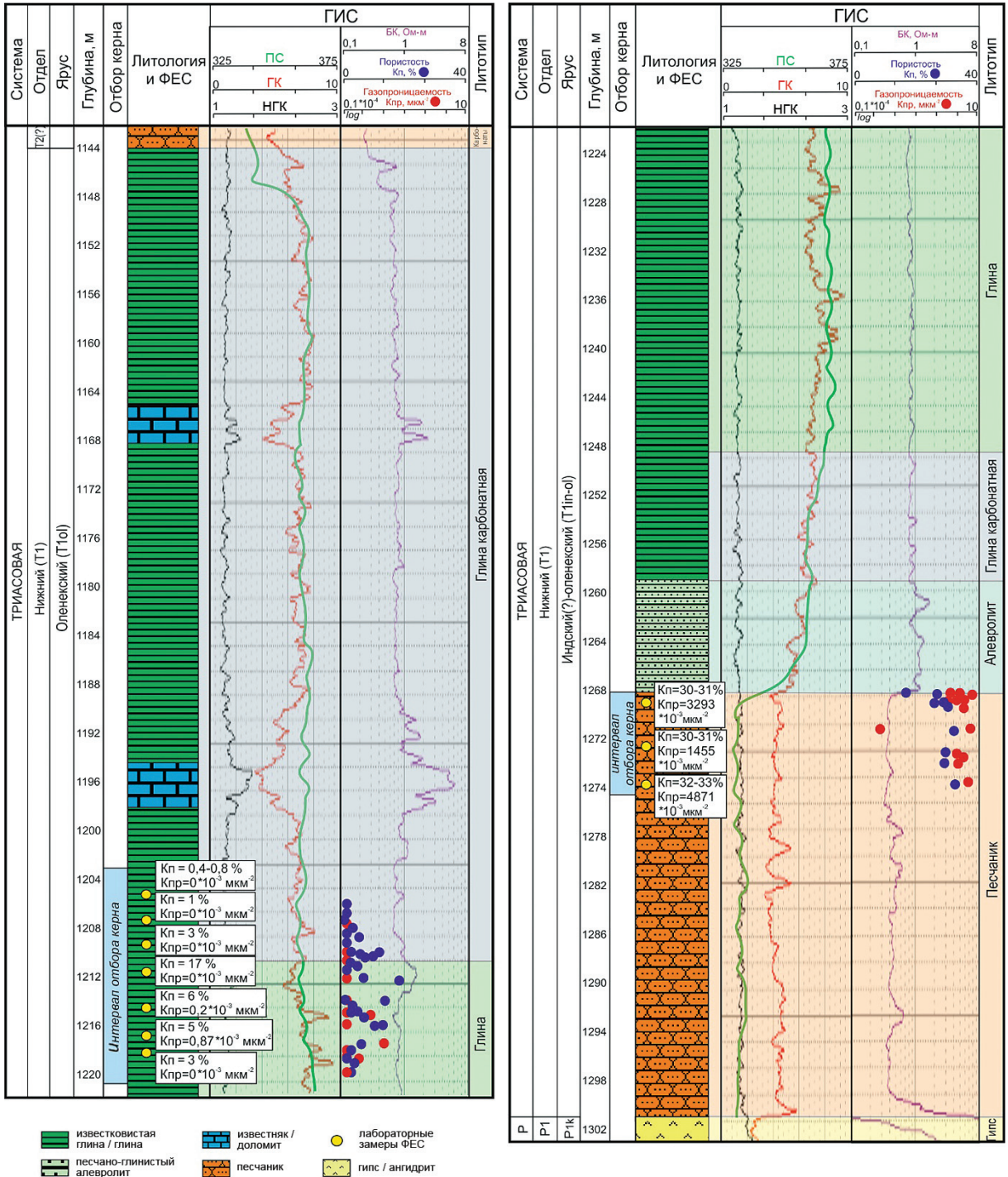


Рис. 2. Литостратиграфическая колонка нижнетриасовых отложений в пределах левобережной части АГКМ с данными ГИС и результатами лабораторных петрофизических исследований:

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства; $K_{п}$ – коэффициент пористости; $K_{пр}$ – коэффициент газопроницаемости; БК – боковой каротаж; ПС – каротаж потенциала собственной поляризации; ГК – гамма-каротаж; НГК – нейтронный гамма-каротаж

за счет наличия в составе хлорита и местами красновато-бурые за счет послышной примеси гематита. Структура глин пелитовая и алевропелитовая, микротекстура горизонтально и волнисто слоистая, линзовидная, реже массивная и комковато-брекчевидная.

Изучение минералого-петрографического состава пород в тонких петрографических шлифах проводилось оптическим методом на поляризационном микроскопе Olympus BX-51 с анализатором «Керн-С7». По данным микроописания, основная масса породы представлена мелкошешуйчатым глинистым веществом преимущественно гидрослюдисто-хлоритового состава с единичными угловатыми обломками зерен и округлыми выделениями микрокристаллического карбоната размером менее 0,1 мм. Обломки, в процентном отношении составляющие 15...35 %, сложены плохо сортированными и слабо окатанными зернами кварца и полевых шпатов тонкой песчаной и алевроитовой размерности с единичными обломками эффузивных и кремнистых пород, стяжениями пирита и чешуйками мусковита (рис. 3).

Определение общего минерального состава и исследование глинистых минералов проводилось методом рентгеновской дифракции на дифрактометре ARL X'TRA (CuK α -излучение, полупроводниковый Si(Li) детектор). Количественное содержание минералов рассчитывалось в программном комплексе Siroquant v.3 методом Ритвельда, исследование глинистых минералов проводилось согласно ГОСТ 21216-2014¹ [8, 9]. По данным рентгенофазового анализа, суммарное содержание глинистых минералов в образцах карбонатных глин варьируется от 17 до 32,4 % и в среднем составляет 25,2 %. Среднее содержание карбонатных минералов – 40,8 % (29,1 % кальцита и 11,7 % доломита), кварца – 18,8 %, полевых шпатов – 14,3 % (11,1 % альбита и 3,2 % ортоклаза) (рис. 3).

По результатам детального исследования ориентированных препаратов образцов карбонатных глин отмечается наличие каолинита, иллитов, хлорита и смешанослойных минералов иллит-сметкитового ряда (ССМ). Основными глинистыми минералами являются иллиты и ССМ средним содержанием 11,8 и 8,5 % соответственно (см. рис. 3). Иллиты представлены

мелкошешуйчатыми слюдами с дефицитом межслоевых катионов, имеют высокую степень преобразованности кристаллической структуры и многочисленные структурные и краевые дефекты. В следовых количествах фиксируются истинные слюды – мусковит. ССМ характеризуются явным преобладанием иллитовых пакетов в кристаллической структуре и не обладают способностью к набуханию (на дифрактограммах насыщенного глицерином и воздушно-сухого препаратов не происходит изменения профиля пика ССМ (рис. 4)). Хлорит представлен магнезиально-железистой формой (при термической обработке препарата первый пик становится больше, в то время как все остальные пропадают) со средним содержанием в породе 4,5 %. Открытая пористость составляет 0,2...11 % (в среднем $K_{п} = 2\%$), проницаемость – $(0,01...0,25) \cdot 10^{-3}$ мкм² (в среднем $K_{пр} = 10^{-5}$ мкм²).

По данным микрофаунистического анализа, проведенного Е.М. Тесаковой, в породе присутствуют остракоды, харофиты, другие палеонтологические остатки, указывающие на принадлежность глин к верхнеоленекскому ярусу нижнего триаса. По минеральному составу и текстурным особенностям интервал глин карбонатных может быть отнесен к терригенной и карбонатно-терригенной сериям баскунчакского горизонта.

Вторая группа глин (10,6 м) характеризуется в основном зеленоватым (за счет наличия в составе хлорита) и местами буровато-красным (за счет послышной примеси гематита) оттенками, полиминеральным составом, горизонтальной, волнистой и линзовидной слоистостью, местами глины брекчированные и биотурбированные. По сравнению с вышележащим слоем в глинах уменьшается содержание карбонатных и увеличивается содержание глинистых минералов, а также изменяется состав глин.

По данным микроописания в шлифах, основная масса породы представлена мелкошешуйчатым глинистым веществом гидрослюдисто-хлоритового состава с единичными угловатыми обломками зерен и округлыми выделениями микрокристаллического карбоната размером менее 0,1 мм. Обломки, составляющие 20...40 %, сложены плохо сортированными и слабо окатанными зернами кварца и полевых шпатов тонкой песчаной и алевроитовой размерности с единичными обломками эффузивных

¹ См. ГОСТ 21216-2014. Сырье глинистое. Методы испытаний. – М.: Стандартинформ, 2015.

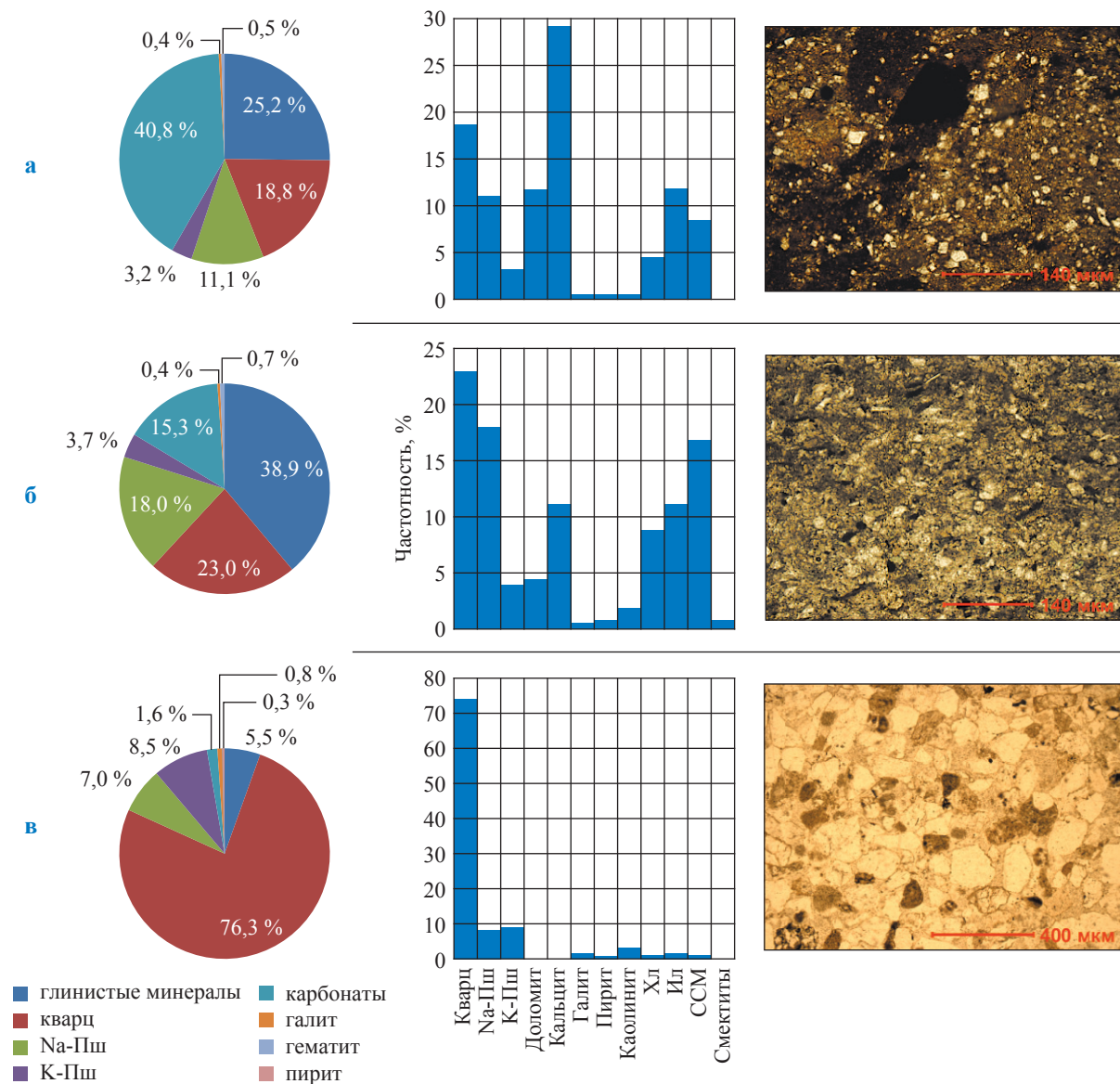


Рис. 3. Минеральный состав и микрофотографии основных литотипов пород нижнетриасовых отложений в пределах левобережной части АГКМ: а – глины карбонатные, $n = 6$, на фото шлиф красновато-бурой алевритисто-карбонатной полиминеральной глины, глубина залегания 1205,8 м; б – глины, $n = 9$, на фото шлиф зеленовато-серой глины хлорит-иллит-смешанослойного состава, глубина залегания 1215,8 м; в – песчаники, $n = 15$, на фото шлиф серого грауваккового средне-крупнозернистого песчаника, глубина залегания 1268,7 м (n – количество образцов; Na-Пш – плагиоклазы; K-Пш – калиевые полевые шпаты; Хл – хлорит; Ил – иллиты)

и кремнистых пород, стяжениями пирита и чешуйками мусковита (см. рис. 3).

По данным рентгенофазового анализа, суммарное содержание глинистых минералов в образцах находится в диапазоне 31,2...49,3 % и в среднем составляет 38,9 %. Среднее суммарное содержание карбонатных минералов – 15,3 % (11 % кальцита и 4,3 % доломита), кварца – 23 %, полевых шпатов – 21,7 % (18 % альбита и 3,7 % ортоклаза) (см. рис. 3).

В результате исследования ориентированных препаратов отмечается наличие каолинита, иллитов, хлорита, смектитов и ССМ. Среди глинистых минералов преобладают неупорядоченные ССМ иллит-смектитового состава (16,7 %) с явным преобладанием смектитовых пакетов в кристаллической структуре, характеризующихся высокой способностью к набуханию. В образцах также присутствуют смектиты (монтмориллонит), содержание

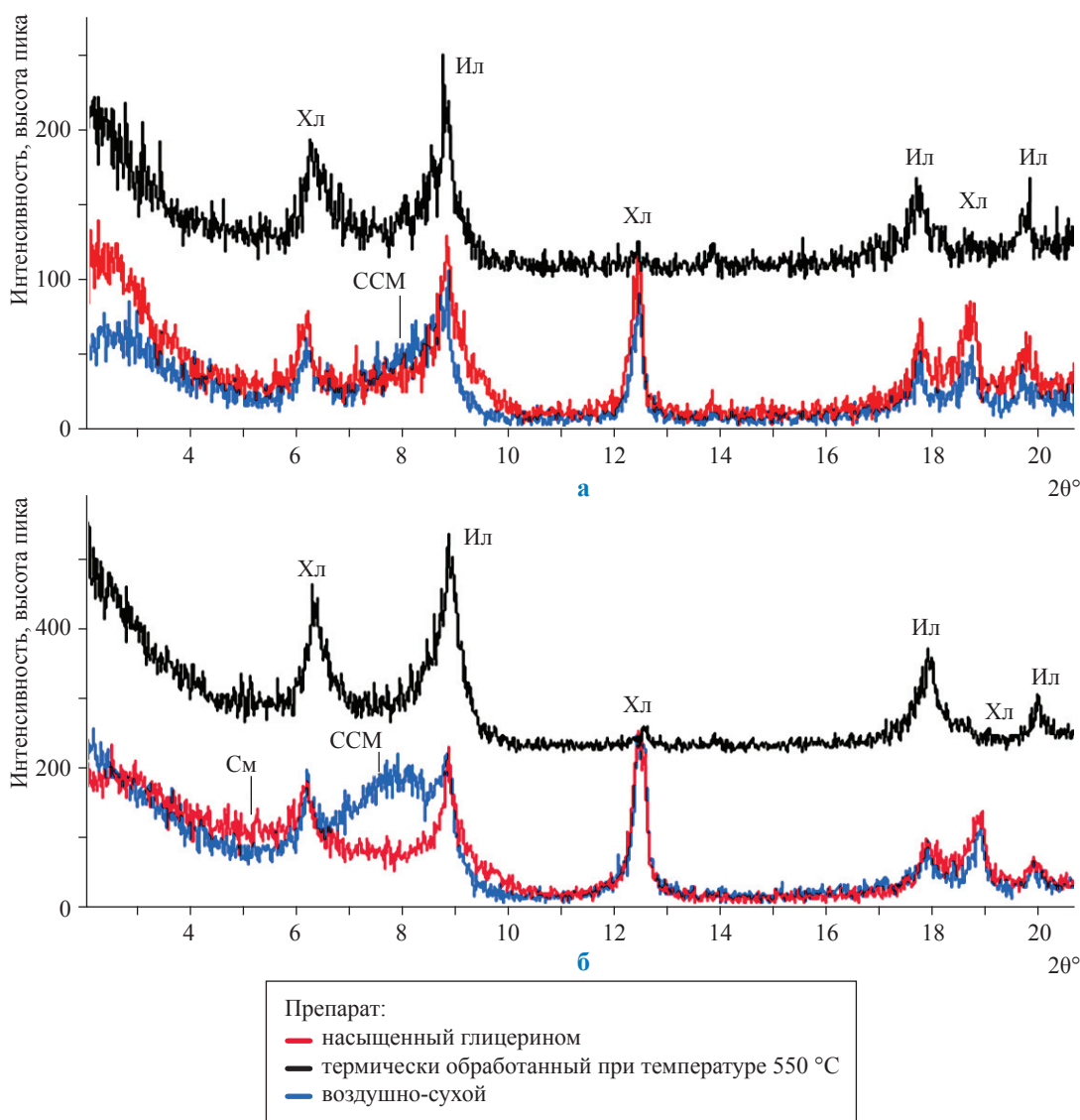


Рис. 4. Дифрактограммы ориентированных препаратов глинистых минералов (а – глины карбонатных; б – глины), выделенных из образцов ядра (фракция 0,01 мм): СМ – смектиты; θ – угол отражения

которых в среднем для пород составляет 0,7 % (см. рис. 3). На дифрактограммах после насыщения воздушно-сухого препарата глицерином пропадает рефлекс ССМ, что указывает на внедрение в межслоевой промежуток глицерина и набухание кристаллической структуры с разрушением структуры для ССМ и появлением рефлекса для смектитов (см. рис. 4). Иллиты и магнезиально-железистый хлорит имеют кристаллическую структуру с низкой степенью совершенства (мелкокристаллические), их среднее содержание составляет 11,0 и 8,8 % соответственно. Открытая пористость составляет 0,5...18 % (в среднем 5 %), прони-

цаемость – от 10^{-5} до $0,9 \cdot 10^{-3}$ мкм² (в среднем $0,3 \cdot 10^{-4}$ мкм²).

По результатам микрофаунистического анализа, глины относятся к верхнеолленекскому ярусу нижнего триаса. По минеральному составу и текстурным особенностям глины, предположительно, соответствуют терригенной серии баскунчакского горизонта.

Песчаники нижней части рассматриваемого интервала (6,5 м) гравийные, светло-серые и серые, высокопористые, слабоглинистые, слабо консолидированные. Структура – от среднеспаммитовой до мелкоцефитовой, преобладают средне-крупнопсаммитовые разности.

Для песчаников характерны разнонаправленные косослоистые текстуры временных потоков с градацией обломочного материала внутри серий.

По данным микроскопического исследования, песчаники относятся к группе граувакковых аркоз и полевошпат-кварц-граувакковых пород. Основные породообразующие минералы сложены нерегенерированным кварцем (50...65 %), полевыми шпатами (12...20 %) и обломками пород (25...30 %) – яшм, кварцитов, кремней, слюдисто-кремнистых сланцев, реже эффузивных пород. Зерна плохой и средней сортировки, средней степени окатанности. Цементирующая часть составляет в среднем 5 % от общей площади шлифа, в некоторых интервалах достигая 20 %. Преобладает неравномерный поровый и порово-пленочный глинистый цемент (2...5 %), реже встречается островной точечный мозаичный карбонатный цемент (1...2 %).

Среди глинистых минералов присутствуют каолинит, иллит, хлорит и ССМ. Основным компонентом глинистого цемента является мелкокристаллический каолинит, имеющий среднюю степень совершенства кристаллической структуры. Иллиты мелкокристаллические, представлены слюдами с дефицитом межслоевых катионов, демонстрируют высокую степень преобразованности кристаллической структуры. ССМ в породе находятся в следовых количествах: в кристаллической структуре преобладают иллитовые пакеты, не имеющие способности к набуханию. В песчаниках не зафиксировано наличия смектитов (см. рис. 3).

Песчаники имеют хорошо развитую связанную поровую систему с крупными, равномерно распределенными межзерновыми порами неправильной формы диаметром от 0,03 до 0,3 мм, в среднем 0,05...0,1 мм. Открытая пористость составляет 16...33 % (в среднем 25 %), проницаемость – от 0,5 до 11,3 мкм² (в среднем 3 мкм²).

По результатам микрофаунистического анализа однозначно сделать заключение о возрасте песчаников затруднительно, поскольку остракоды рассматриваемого интервала переотложены и трудноопределимы. Отложения нижнетриасовые, предположительно относятся к оленекскому ярусу и соответствуют баскунчакскому горизонту.

Результаты исследований

Оценка качества нижнетриасовых резервуаров проводилась комплексно с учетом литолого-минералогических и петрофизических характеристик отложений. Высокие ФЕС песчаников обусловлены преобладанием нерегенерированных зерен кварца, незначительным количеством карбонатно-глинистого цемента и присутствием неразбухающих глин в его составе, что приводит к сохранению хороших ФЕС при контакте цемента с флюидом. Учитывая комплексные данные ГИС, результаты лабораторных исследований и данные, опубликованные другими исследователями, можно экстраполировать параметры изученного коллектора на все песчаные отложения, вскрытые рассматриваемой скважиной АГКМ. Таким образом, общая мощность перспективного раннетриасового коллектора составляет 33 м.

Согласно лабораторным исследованиям в глинистых породах выделяются два отдельных литотипа, характеристики которых также можно экстраполировать на весь глинистый разрез общей мощностью 115 м. Учитывая характерное изменение данных ГИС, можно предположить, что глинистая толща будет состоять из двух интервалов глин карбонатных и одного интервала глин, разбухающих между ними (см. рис. 2). По данным ГИС, глинистые отложения отделяются от песчаников переходной алевролитовой толщей с тонкими прослоями песчаников и глин общей мощностью 9 м.

Доломит-кальцитовая примесь в глинах первого литотипа объясняется небольшой удаленностью рассматриваемой области осадконакопления от южных участков с активной ингрессией моря в среднеоленекское время. Особенностью глинистых пород второго литотипа является явно выраженная способность к набуханию глинистых минералов при взаимодействии с флюидом за счет значительного содержания разбухающих ССМ и наличия смектитов, что указывает на раннюю стадию процесса иллитизации смектитов. Смектиты и набухающие ССМ обладают не только высокой емкостью катионного обмена, но и способностью увеличения объема минерала (внутрикристаллическое набухание структуры) за счет внедрения в межслоевой промежуток гидратированных катионов. Это приводит не только к образованию диффузного слоя на поверхности частиц, но и к заполнению пустотного пространства, что делает породу

пластичной и непроницаемой для флюида [10]. Чередование названных литотипов позволяет считать баскунчакские глины надежной покрышкой, определяемой поинтервальной комбинацией качественного (глины) и мощного (глины карбонатные) флюидоупора.

Комплексные лабораторные и геофизические данные указывают на перспективность нижнетриасовых отложений в качестве резервуара для подземного хранения газов сепарации. Песчаные коллекторы АГКМ имеют хорошие ФЕС, позволяющие вмещать и удерживать флюид под мощной, местами разбухающей глинистой покрышкой в пределах пластовых тектонически экранированных ловушек. Данные о ФЕС резервуара косвенно подтверждаются промышленными притоками из нижнетриасовых отложений Сарпинского прогиба, поскольку Астраханский свод и Сарпинский прогиб являются смежными тектоническими элементами, сформировавшимися в пределах единого осадочного бассейна. Однако Сарпинский прогиб отличается большей глубиной залегания триасовых отложений (≈ 6 км), что делает резервуары в этом регионе непригодными объектами для утилизации кислых газов.

Полученные данные в дальнейшем могут обеспечить рост объемов добычи газа на АГКМ в случае выявления надежно изолированных ловушек большой емкости в надсолевом комплексе за счет использования технологии закачки кислых газов. Помимо этого, новые комплексные исследования кернового материала из непродуктивного разреза могут быть использованы при создании геолого-технического наряда при бурении новых эксплуатационных скважин. Оперативная оценка геологической ситуации при бурении и оптимизация параметров бурового раствора позволит избежать значительных материальных затрат при ликвидации осложнений и простое скважины.

Список литературы

1. Барсуков Ю. Астраханская нефтяная платформа: обз. инф. / Ю. Барсуков // Guide (Астраханская область). Приложение № 42 от 30.09.2014. – С. 7.
2. Фёдорова Н.Ф. Надсолевой комплекс юго-западной части Прикаспийской впадины – перспективный объект поисков углеводородов / Н.Ф. Фёдорова, А.Н. Бармин, И.В. Быстрова // Известия Уральского государственного горного университета. – 2016. – № 2. – С. 19–24.
3. Калягин С.М. Особенности геологического строения и нефтегазоносность юго-западной части Прикаспийской впадины / С.М. Калягин. – Астрахань: АГТУ, 2004.
4. Мишанин С.И. Типы ловушек надсолевого комплекса Астраханского Прикаспия / С.И. Мишанин // Вестник Астраханского государственного технического университета (АГТУ). – Астрахань: АГТУ, 2008. – № 6 (47). – С. 102–107.
5. Дуванова М.Е. Особенности геологического строения и нефтегазоносность надсолевого комплекса центральной части Астраханского свода / М.Е. Дуванова, М.В. Фадеев // Геология, география и глобальная энергия. – 2013. – № 1. – С. 89–97.
6. Дмитриевский А.Н. Системный литолого-генетический анализ нефтегазоносных осадочных бассейнов / А.Н. Дмитриевский. – М.: Наука, 1982. – 230 с.
7. Яночкина З.А. Палеогеография и условия осадконакопления Каспийского бассейна седиментации в триасовый период / З.А. Яночкина, В.В. Липатова. – Саратов, 1991. – Деп. ВИНТИ 25.01.1991.
8. Номенклатура слюд: заключительный доклад подкомитета по слюдам Комиссии по новым минералам и названиям минералов // Записки Российского минералогического общества. – 1998. – № 5. – С. 55–65.
9. Guggenheim S. Summary of recommendations of nomenclature committees relevant to clay mineralogy: report of the Association internationale pour l'étude des argiles (aipea) Nomenclature committee for 2006 / S. Guggenheim, J.M. Adams, D.C. Bain et al. // Clays and clay minerals. – 2006. – Т. 54. – № 6. – С. 761–772.
10. Осипов В.И. Глинистые покрывки нефтяных и газовых месторождений / В.И. Осипов, В.Н. Соколов, В.В. Еремеев. – М.: Наука, 2001. – 238 с.

Potential of the Lower-Triassic reservoirs of Astrakhan anticlinal fold as an underground storage for acid separator gases

Ye.O. Semenov¹, V.A. Zakharchuk², O.G. Mikhalkina¹, D.A. Pushkareva^{1*}

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Projektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

² Gazprom Dobycha Astrakhan, Bld. 30, Lenina street, Astrakhan, 414000, Russian Federation

* E-mail: D_Pushkareva@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Nowadays, the gas production at Astrakhan gas-condensate field is considerably reined due to the environmental limitations substantiated by presence of highly toxic acid gases in its fluid. Increase of production is possible only in case of pumping of the separator gases into the suprasalt not-productive sequence of the field, which requires targeted studies to select the most hermetic reservoirs.

The article reveals the new results of the complex lithologic-mineralogical and petrophysical research of the Lower-Triassic cores from the central part of Astrakhan anticlinal fold. The cognominal sediments are supposed to be a promising storage for the acid separator gases. A studied well has broached an interval of primarily terrigenous 157 m thick sediments, belonging to a lower part of an inter-diapiric corrie series of a suprasalt sequence. In a lower part of the interval the 33 m thick highly porous and well permeable sandstones have been found, and in its upper part there has been a 115 m thick limestone-clay series represented by rotation of limestone and swelling clays. It is stated that an interval combination of a qualitative fluid seal (swelling clays) and a bold fluid seal (limestone clays) will make a potential fluid stay in a sandy series with good porosity-permeability rates. Potential of these reservoirs is also implicitly confirmed by the inflows from the coeval rocks within the framework of the Sarpinskiy's downfold contiguous to a sedimentary cover which is submerged deeper than Astrakhan anticlinal fold.

Keywords: Astrakhan gas-condensate field, underground storage of acid separator gases, suprasalt sequence, complex studies of cores, X-ray diffraction analysis.

References

1. BARSUKOV, Yu. Astrakhan oil platform [Astrakhanskaya neftyanaya platforma]: review. *Guide (Astrakhan Region)*. Supplement no. 42 dated 30.09.2014, p. 7. (Russ.).
2. FEDOROVA, N.F., A.N. BARMIN, I.V. BYSTROVA. Suprasalt sequence at the south-western part of Peri-Caspian Depression as a promising hydrocarbon-bearing object [Nadsolevoy kompleks yugo-zapadnoy chasti Prikaspiyskoy vpadiny – perspektivnyy obyekt poiskov uglevodorodov]. *Izvestiya Uralskogo Gosudarstvennogo Gornogo Universiteta*. 2016, no. 2, pp. 19–24. ISSN 2307-2091. (Russ.).
3. KALYAGIN, S.M. Special geological structure and the oil-gas-bearing capacity of the south-western part of Peri-Caspian Depression [Osobennosti geologicheskogo stroyeniya i neftegazonosnost yugo-zapadnoy chasti Prikaspiyskoy vpadiny]. Astrakhan: Astrakhan State Technical University, 2004. (Russ.).
4. MISHANIN, S.I. Types of the suprasalt sequence's traps at the Peri-Astrakhan part of the Caspian Sea Region [Tipy lovyshchek nadsolevogo kompleksa Astrakhanskogo Prikaspiya]. *Vestnik Astrakhanskogo Gosudarstvennogo Tekhnicheskogo Universiteta*. 2008, no. 6 (47), pp. 102–107. ISSN 1812-9498. (Russ.).
5. DUVANOVA, M.Ye., M.V. FADEYEV. Special geological structure and the oil-gas-bearing capacity of the suprasalt sequence in the central part of the Astrakhan anticlinal fold [Osobennosti geologicheskogo stroyeniya i neftegazonosnost nadsolevogo kompleksa tsentralnoy chasti Astrakhanskogo svoda]. *Geologiya, Geografiya i Globalnaya Energiya*. 2013, no. 1, pp. 89–97. ISSN 2077-6322. (Russ.).
6. DMITRIYEVSKIY, A.N. *Lithologic-genetic systems analysis of oil-gas bearing sedimentary basins* [Sistemnyy litologo-geneticheskiy analiz neftegazonosnykh osadochnykh basseynov]. Moscow: Nauka, 1982. (Russ.).
7. YANOCHKINA, Z.A., V.V. LIPATOVA. *Paleogeography and provisions for sedimentation in the Caspian sedimentary basin during Triassic period* [Paleografiya i usloviya osadkonakopleniya Kaspiyskogo basseyna sedimentatsii v triasovyy period]. Saratov, 1991. Deposited in the All-Russia Institute of Scientific and Technical Information, 25 Jan. 1991, no. 505-B91. (Russ.).
8. Nomenclature of micas: final report of the subcommittee on micas of the Commission on new minerals and mineral names [Nomenklatura slyud: zaklyuchitelnyy doklad podkomiteta po slyudam Komissii po novym mineralam i nazvaniyam mineralov]. *Zapiski Rossiyskogo Mineralogicheskogo Obshchestva*. 1998, no. 5, pp. 55–65. ISSN 0869-6055. (Russ.).
9. GUGGENHEIM, S., J.M. ADAMS, D.C. BAIN et al. Summary of recommendations of nomenclature committees relevant to clay mineralogy: report of the Association internationale pour l'étude des argiles (aipea) Nomenclature committee for 2006. *Clays and Clay Minerals*. 2006, vol. 54, no. 6, pp. 761–772. ISSN 0009-8604.
10. OSIPOV, V.I., V.N. SOKOLOV, V.V. YEREMEYEV. Clayish caps of oil and gas fields [Glinistyye pokryshki neftnykh i gazovykh mestorozhdeniy]. Moscow: Nauka, 2001. (Russ.).