

### КАРБОНАТНЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

**Федорова Надежда Федоровна**, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, Астраханский государственный университет, 414000, Российская Федерация, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1, e-mail: nadezhda.fedorova.59@inbox.ru

**Быстрова Инна Владимировна**, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, Астраханский государственный университет, 414000, Российская Федерация, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1, e-mail: bystrova1948@list.ru

**Заскокина Анастасия Владимировна**, магистр, Астраханский государственный университет, 414000, Российская Федерация, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1, e-mail: styusha\_9610@mail.ru

В статье приведены сравнительные характеристики подсоловых месторождений нефти и газа Прикаспийской впадины. Для дальнейшего изучения перспектив нефтегазоносности впадины целесообразно показать роль трещин в карбонатных коллекторах. К.А.Клещев и другие ученые предложили нетрадиционную геологическую концепцию, в основе которой, лежат представления, что накопление мощных осадочных толщ в Прикаспийской впадине связано не с чашеобразной областью длительного проседания земной коры, а с формированием разнородных тектонических структур, таких как пассивные континентальные окраины, рифты, орогены столкновения плит. К развитию блоковой тектонике в фундаменте с образованием приразломных и других крупных подсоловых структур привело к наличию во впадине рифтовых зон (авлокогенов) и разноориентированных разломов. Все эти процессы способствовали появлению разрывных нарушений, формированию надвигов, резким изменениям толщин и стратиграфической полноте разрезов. Системы трещин делят породы на разнопорядковые равновеликие блоки. Открытие месторождений нефти и газа в глинистых, плотных карбонатных и кристаллических породах изменило представление о коллекторской роли трещиноватости. Их роль признана определяющей в фильтрации флюидов. В позднем палеозое в пределах Прикаспийской впадины существовала благоприятная обстановка для накопления карбонатных толщ и формирования карбонатной платформы. Интенсивное карбонатонакопление происходило в широком временном диапазоне – от позднего девона до ранней перми. Бортовые зоны Прикаспийской впадины в современное время характеризуются достаточно широким развитием позднепалеозойских карбонатных комплексов, которые образуют изолированные зоны, получившие название "внутрибассейновых карбонатных платформ". В бортовых частях впадины открыты месторождения Тенгиз, Карачаганак, Астраханское и др. Коллекторами на Тенгизском месторождении являются карбонатные каменноугольные отложения, которые представлены пустотными пространствами с первичными и вторичными порами, кавернами и трещинами. Карбонатные разрезы Астраханского месторождения отличаются чрезвычайной пестротой. Имеются толщи с повышенной пористостью и проницаемостью, но они образуют отдельные изолированные линзы. На Карачаганакском месторождении продуктивная толща представлена карбонатными породами верхнедевонско-нижнепермского возраста. Разрез сложен известняками, доломитами и их переходными разностями. Образование карбонатной толщи связывается с двумя крупными органогенными постройками.

**Ключевые слова:** впадина, месторождение, нефть, газ, коллектор, трещиноватость, поры

### CARBONATE COLLECTORS OF THE CASPIAN HOLLOW

**Fedorova Nadezhda F.**, C.Sc. in Geology and Mineralogy, Associate Professor, Astrakhan State University, 1 Shaumyan sq., Astrakhan, 414000, Russian Federation, e-mail: nadezhda.fedorova.59@inbox.ru

**Bystrova Inna V.**, C.Sc. in Geology and Mineralogy, Associate Professor, Astrakhan State University, 1 Shaumyan sq., Astrakhan, 414000, Russian Federation, e-mail: bystrova1948@list.ru

**Zaskokina Anastasia V.**, Master, Astrakhan State University, 1 Shaumyan sq., Astrakhan, 414000, Russian Federation, e-mail: styusha\_9610@mail.ru

The article presents the comparative characteristics of subsalt oil and gas fields of the Caspian Basin. To further explore the prospects for oil and gas presence in the depression, it is advisable to show the role of cracks in carbonate reservoirs. K.A. Kleshchev and other scientists proposed an unconventional geological concept based on the idea that the accumulation of thick sedimentary strata in the Caspian depression is connected not with a cup-shaped region of long subsidence of the earth's crust, but with the formation of heterogeneous tectonic structures such as passive continental margins, rifts, plate collision orogens. The development of block tectonics in the basement with the formation of fracture and other large subsalt structures led to the presence of rift zones (avlocogens) and multi-oriented faults in the depression. All these processes contributed to the appearance of faults, the formation of thrusts, drastic changes in thickness and the stratigraphic completeness of the

cuts. Fissure systems divide rocks into equally-sized, equally-sized blocks. The discovery of oil and gas deposits in clayey, dense carbonate and crystalline rocks changed the idea of the reservoir role of fracturing. Their role is recognized as decisive in fluid filtration. In the Late Paleozoic, within the Caspian Basin there was a favorable environment for the accumulation of carbonate strata and the formation of a carbonate platform. Intense carbonate accumulation occurred in a wide time range — from late Devonian to early Permian. The onboard zones of the Caspian Basin in modern times are characterized by a fairly wide development of Late Paleozoic carbonate complexes, which form isolated zones, called "intrabasin carbonate platforms". Tengiz, Karachaganak, Astrakhan and other deposits are discovered in the onboard parts of the depression. Collectors at the Tengiz field are carbonate coal deposits, which are represented by voids with primary and secondary pores, cavities and fractures. The carbonate sections of the Astrakhan field are extremely variegated. There are strata with increased porosity and permeability, but they form separate insulated lenses. At the Karachaganak field, the productive stratum is represented by carbonate rocks of the Upper Devonian-Lower Permian age. The section is composed of limestones, dolomites and their transitional differences. The formation of a carbonate stratum is associated with two large organogenic structures.

**Keywords:** depression, field, oil, gas, reservoir, fracturing, pores

Современное глубинное строение Прикаспийской впадины и история ее геологического развития трактуется по-разному. Наибольшее распространение у современных ученых получила гипотеза некомпенсированного прогибания впадины, которая началась еще в раннем палеозое. Для успешного освоения нефтегазового потенциала впадины целесообразно рассмотреть и другие представления о внутреннем строении и перспективах впадины.

К.А. Клещев и другие исследователи предложили нетрадиционную геологическую концепцию. В ее основе лежат представления о том, что накопление мощных осадочных толщ в Прикаспийской впадине связано не с чашеобразной областью длительного проседания земной коры, а с формированием разнородных тектонических структур, таких как пассивные континентальные окраины, рифты, орогены столкновения плит [4].

Все это привело к развитию разрывных нарушений, формированию надвигов, резким изменениям мощностей и различной стратиграфической полноте разрезов.

Было установлено, что в породах платформенного чехла чаще всего наблюдается от пяти до девяти хорошо развитых серий трещин. Трещины могут отличаться не только ориентировкой и углами падения, но и другими признаками. Системы трещин делят породы на разнорядовые равновеликие блоки.

Открытие месторождений нефти и газа в глинистых, плотных карбонатных и кристаллических породах изменило представление о коллекторской роли трещиноватости. Их роль признана определяющей в фильтрации флюидов.

Образование трещин отрыва и сохранность их в открытом состоянии на глубинах 3-5 км в условиях высокого горного давления сложно [4]. Интенсивность геологических процессов и напряженное состояние горных пород определяется общим энергетическим полем. Как утверждают многие исследователи, в процессе накопления и погружения толщ пород, происходит увеличение давления, их неравномерный разогрев, что приводит к уплотнению пород и увеличению теплопроводности.

Большинство открытых трещин и крупных пор в осадочных породах ликвидируется при давлении 100 МПа. В Прикаспийской впадине мезозойские терригенные породы на глубине 4,5–5 км имеют открытую пористость 3 % и проницаемость  $(0,1-10 \times 10^{-15} \text{ м}^2)$ .

В верхней части осадочного разреза гидродинамическая зона в связи с различными типами пород, сменяется переходной зоной, в которой крупные открытые трещины, не заполненные флюидами, например, в глинах и солях, уже не могут существовать. В отдельных горизонтах возникают условия ограниченной миграции флюидов не только по вертикали, но и в латеральном направлении. Об этом свидетельствует появление в них аномально высокого пластового давления флюидов. В более прочных слоях переходной зоны открытые трещины сохраняются [4, с. 70].

Для накопления карбонатных толщ и формирования карбонатной платформы в пределах Прикаспийской впадины в позднем палеозое существовала благоприятная обстановка. Интенсивное карбонатонакопление происходило в широком временном диапазоне – от позднего девона до ранней перми.

Современные бортовые зоны Прикаспийской впадины характеризуются достаточно широким развитием позднепалеозойских карбонатных комплексов, которые образуют изолированные зоны, получившие название «внутрибассейновых карбонатных платформ» [5].

В бортовых частях впадины открыты месторождения Тенгиз, Карачаганак, Астраханское и др.

Сложная история геологического развития бортовых зон впадины в палеозойское и до-кунгурское время обусловила развитие различных литолого-фациальных типов разрезов и формирование разнообразных структурно-тектонических элементов.

К.А. Клещев и др. провели детальные палеогеодинамические реконструкции плит юго-восточной части Восточно-Европейского континента в позднепалеозойское время и считают, что развитие этих карбонатных массивов в палеогеографическом отношении определялось их расположением в зоне сочленения структур юго-восточной окраины Восточно-Европейской платформы с Уральским палеоокеаном и Палеотетисом.

Тенгизское нефтяное месторождение расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины. Оно обладает рядом отличительных особенностей, которые позволяют считать его в определенной мере уникальным.

Коллекторами на Тенгизском месторождении являются карбонатные каменноугольные отложения, характеризующиеся сложной структурой пустотного пространства, представленного первичными и вторичными порами, кавернами и трещинами.

Анализ геологических, сейсморазведочных и других работ показывает, что важной составной частью геологического строения данного месторождения являются очаговые и откольные деформационные формы.

Активизация движений и подъем территории в позднекаменноугольное время сопровождался образованием крупных откольных нарушений, охватывающих как карбонатную часть разреза, так и нижележащую толщу до глубины 4,5–5 км [4, с. 216].

Выделяются в строении резервуара участки обособленного и совместного нахождения откольных нарушений. Это отражается в особенностях трещинных коллекторов, а также в толщинах и проницаемости связанных с ними продуктивных интервалов. Важную роль играет развитая на трещинах вторичная пустотность в виде отдельных и гнездообразных каверн выщелачивания.

В пределах Тенгизского резервуара откольные нарушения представлены интервалами интенсивной (до 250 трещин на метр) субгоризонтальной трещиноватости толщиной от 10 до 40 м, иногда с прослоями каверно-трещинных коллекторов 3–12 м. Несмотря на небольшую толщину интервалов в многих скважинах, из них получены высокие притоки нефти, например, в скв. 6 - около 400 м<sup>3</sup>/сут на штуцере 8 мм [4, с. 219].

Трещиноватость продуктивного разреза развита неравномерно и играет важную роль в гидродинамической связанности резервуара. В целом породы характеризуются ухудшенными коллекторскими свойствами. Емкость первичных пор не превышает 2–3 %. Вторичные поры и макропоры – основноеместилище УВ. Однако данный коллектор нельзя рассматривать как однородный, свойства которого можно охарактеризовать средними значениями параметров. Необходимо учитывать резкую неоднородность коллектора, обусловленную разной степенью развития вторичных пустот, определяющих полезную емкость его и условия фильтрации в нем флюидов.

Пустотное пространство коллекторов месторождения Тенгиз находится в генетической связи с различными типами карбонатных пород, развитых в продуктивной толще этого месторождения (рис. 1).

Основная доля приходится на биогенные, биохеогенные и биокластические известняки, подчиненное значение имеют хеогенные разности. Среди биогенных образований наиболее широко и разнообразно представлены онколитовые известняки, в группе биохеогенных пород преобладают сгустково-водорослевые известняки, а в группе биокластовых - различные детритовые их разности.

Пустотное пространство коллекторов продуктивной толщи представлено различными породами, в том числе макропорами (кавернами), поровыми каналами и трещинами, главным образом микротрещинами. Характерная особенность пустот заключается в том, что некоторые из них целиком, а другие частично заполнены твердым битумом, который существенно влияет на структуру пустотного пространства и, следовательно на емкостные и фильтрационные свойства коллекторов.

По морфологии, размерам и взаимосвязанности пустот в коллекторах месторождения Тенгиз выделяются межформенные поры (0,05–0,5 мм), поры выщелачивания (0,05–0,5 мм),

межзерновые (0,01–0,05 мм), макропоры (1–2 мм), поры и поровые каналы выщелачивания (0,1–0,25 мм) и микротрещинами (0,005–0,005 мм).

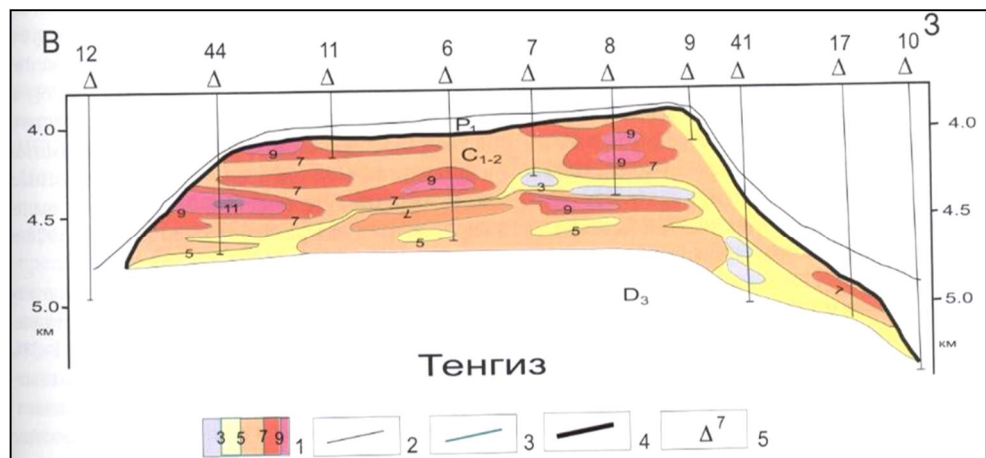


Рис. 1. Распределение пористости в пределах Тенгизского карбонатного массива [1, 161 с.]

Поры выщелачивания довольно многочисленны в данном разрезе распространены относительно равномерно. Межзерновые поры образуют скопления, развиты неравномерно в местах перекристаллизации цемента. Макропоры и поры сообщаются друг с другом с помощью поровых каналов выщелачивания, ширина которых около 0,1 мм, а микротрещин 0,01 мм. Микротрещины ветвятся и взаимопересекаются. В генетическом отношении трещины представлены разными типами, среди которых преобладают тектонические, образовавшиеся на стадии катагенеза.

Астраханское газоконденсатное месторождение расположено на юго-западе Прикаспийской впадины и приурочено к отложениям среднего карбона, которые залегают на глубинах 3880–4250 м.

Внутри Астраханского карбонатного массива распределение толщ с улучшенными коллекторами более сложное. Здесь внутри подсолевого разреза имеются толщи с повышенной пористостью и проницаемостью, но они образуют отдельные изолированные линзы (рис. 2) [6].

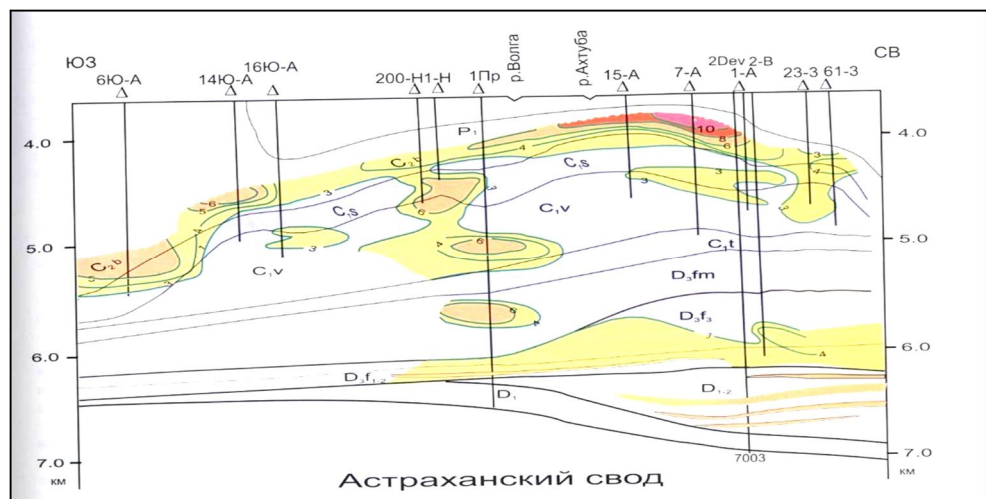


Рис. 2. Распределение пористости в пределах Астраханского карбонатного массива [1, 161 с.]

Карбонатные разрезы отличаются чрезвычайной пестротой, в них практически нет глинистых прослоев, зачастую трудно сопоставимы, что хорошо видно при корреляции данных бурения. Практически без глинистых прослоев. Данный разрез вскрыт глубокими скважинами в пределах Астраханского свода (скв. Астраханские–1, 42, 48) [6].

Содержание глин в разрезах нижнекаменноугольных отложений составляют от 4,5 м на 130 м вскрытого разреза до 33 м на 700 м вскрытого разреза. В некоторых скважинах глинистые известняки сильно уплотнены и выделяются на кривых акустического и бокового каротажа.

В отношении ФЕС пород каменноугольных отложений необходимо отметить их высокую изменчивость. Так, в скв. Заволжская–3 при испытании алексинских отложений в интервале глубин 4250–4304 м был получен приток газа дебитом до 20 тыс. м<sup>3</sup> / сут. Однако в скв. Астраханская–23, пробуренной для оценки продуктивности этой части разреза в 1,5 км к западу, по материалам ГИС и керну продуктивные пласты-коллекторы не выделяются.

Продуктивный разрез представлен комплексом органогенных известняков башкирского возраста и характеризуется преобладанием низкородовых коллекторов со сложной структурой порового пространства.

Одной из основных особенностей продуктивной толщи Астраханского ГКМ является ее изменчивость по площади и разрезу при относительно небольшой суммарной толщине (0,25 км) по сравнению с протяженностью (до 112 км) этой толщины.

Изменчивость пород по разрезу характеризуется чередованием пластов и пропластков различной проницаемости, причем толщины проницаемых пород колеблются от единиц до 25 м и более. Даже хорошо проницаемые пласты расслоены пропластками плотных пород [3].

Выделяются коллекторы порового, трещинно-порового и трещинного типов. Средне-взвешенная пористость эффективных пропластков изменяется в пределах 8–13 %, проницаемость – 0,5–5,2 × 10<sup>-15</sup> м<sup>2</sup>.

В породах продуктивной толщи пустотное пространство представлено порами, трещинами, кавернами. Трещиноватость повсеместна, она значительно осложняет строение продуктивных пластов и резервуара в целом. Вся толща подсолевых карбонатных пород пронизана многочисленными разноориентированными мелкими трещинами, крупные трещины выделяются редко.

Большую роль в фильтрации играет трещиноватость пород, которая развита как в пористых, так и в плотных низкородовых породах. Форма трещин имеет самые разнообразные размеры и направления.

В породах продуктивной толщи месторождения в основном отмечаются две системы субвертикальных прямолинейных и ветвящихся трещин. Их ширина составляет 0,1–0,3 мм, при этом сообщаемость трещин весьма значительная. Поверхностная плотность трещин достигает 1,0–1,72 см / см<sup>2</sup>.

Именно за счет трещин породы с преобладанием очень мелких пор обладают проницаемостью. Трещинные коллекторы охватывают от 30 до 50 % разреза.

Коллекторы порово-трещинного типа характеризуются пористостью от 4 до 15 % реже более и проницаемостью – 0,1 – 2,34 × 10<sup>-15</sup> м<sup>2</sup>.

Наилучшей проницаемостью обладают коллекторы центральной части залежи. Фильтрационно-емкостные свойства пород продуктивной толщи ухудшаются к контуру залежи и вниз к ГВК. За контуром залежи пористость снижается до 6% и менее, проницаемость до 0,2 × 10<sup>-15</sup> м<sup>2</sup> и ниже (краснополянский горизонт).

Снижение фильтрационно-емкостных свойств пород с приближением к ГВК обусловило незначительные (20–30 тыс. м<sup>3</sup> / сут) притока газа из приподожвенных частей газонасыщенной толщи (скв. 26), тогда как из средних и верхней частей продуктивной толщи (северокельтменский, прикамский, мелекесский горизонты) дебиты газа достигали 500–1000 тыс. м<sup>3</sup> / сут и более (скв. 4, 5, 8, 58).

Благодаря интенсивной трещиноватости пород, несмотря на наличие глинистых пропластков, резервуар АГКМ относится к массивному типу, представляющему гидродинамически единую систему.

Исследователи выделяют в пределах АГКМ откольные нарушения. Вертикальная составляющая смещений по ним иногда превышает 100 м, в результате чего при взбросах кровля башкирских пород оказывается перемещенной на уровень филипповского горизонта, а в просевшей части откольных блоков, наоборот, последний причленяется к продуктивной части разреза.

С зонами трещиноватости откольного типа на АГКМ связана высокая продуктивность многих скважин. В строении откольных зон выделяются интервалы наиболее интенсивной трещиноватости в первые метры, соответствующие магистральным разрывам [4, с. 195].

Этим интервалам соответствуют суперколлекторы, представленные горизонтально-плитчато (или линзовидно)-трещиноватыми породами со сверхвысокой проницаемостью, обусловленной сверхкапиллярной раскрытостью трещин в пластовых условиях.

На АГКМ отмечаются субгоризонтальные участки тонкоплитчатых, щебенчато-плитчатых пород мощностью до 8 м с открытой пористостью 12 %. В процессе бурения скважины и при их исследованиях наблюдаются макро и микротрещины с весьма неровной и волнистой поверхностью. Это позволяет прогнозировать дебиты и устойчивость притоков вскрывающих их скважин [4, с. 197].

На Астраханском месторождении важными составными частями природного резервуара являются зоны аномальной трещиноватости и откольного типа. Устойчивые средние и высокие дебиты скважин связаны с трещиноватыми и трещинно-вторично-поровыми коллекторами.

Определенный вклад в повышение притоков вносят вертикальные и крутопадающие разрывные нарушения, экранируемые по восстанию сульфатно-галогенными отложениями (рис. 3).

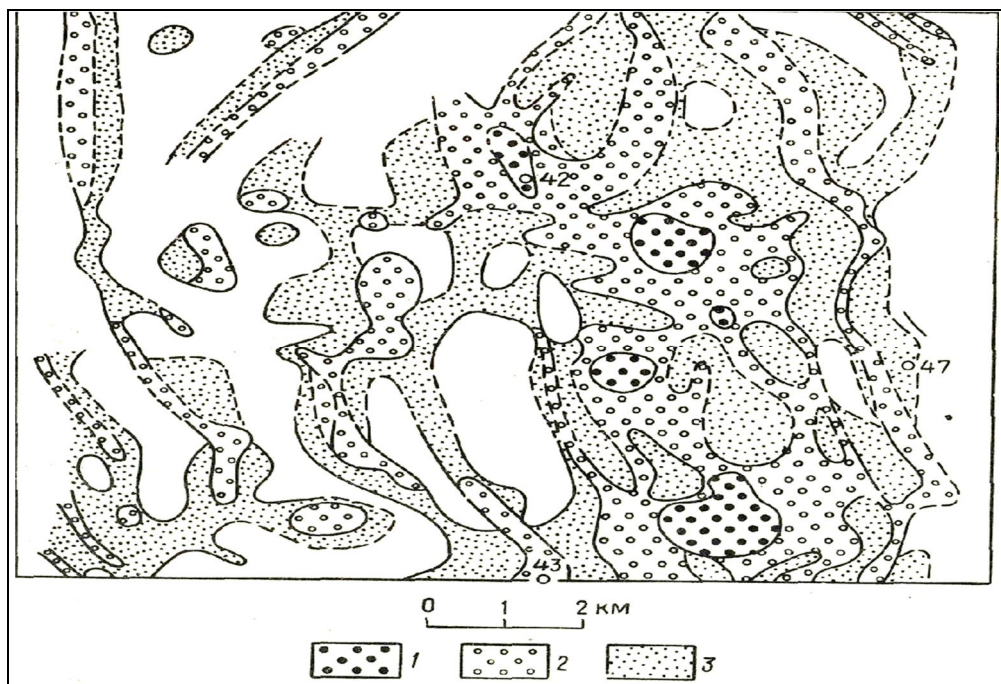


Рис. 3. Схема прогноза ФЕС продуктивного комплекса северо-восточной части АГКМ [4, 197 с.]. Улучшенные за счет трещиноватости участки с ожидаемыми притоками: 1 – выше средних, 2 – средними, 3 – ниже средних на фоне низких значений

К одной из основных проблем, от решения которой зависит обеспечение объемов добычи сырья, относится обводнение скважин.

В процессе разработки месторождения, при незначительной активности подстилающего водонапорного горизонта в 40% всего эксплуатационного фонда скважин отмечаются признаки пластовой воды.

Поступление пластовых вод предполагается по трещинам в зонах приближенных к ГВК, из водонасыщенных пластов в газоносной толще и по цементному кольцу в скважинах, вскрывших ГВК.

Во внутренней части северной бортовой зоны Прикаспийской впадины расположено крупное Карачаганакское нефтегазоконденсатное месторождений. Образование карбонатной толщи связывается с двумя крупными органогенными постройками.

Продуктивный разрез месторождения представлен карбонатными породами верхнедевонско-нижнепермского возраста, представленных известняками, доломитами и их переходными разностями.

Повсеместно в продуктивной толще жесткость карбонатных пород обуславливает интенсивное развитие процесса трещинообразования.

Это является характерной чертой карбонатных массивов. Развитая микротрещиноватость не влияет на увеличение фильтрационно-емкостных свойств, и при этом проницаемость микротрещин мала.

На территории Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения был проведен большой объем геолого-геофизических исследований и высокая информативность дистанционных методов способствовала повышению результативности комплексной интерпретации этих работ.

В пределах месторождения выделяются вертикальные и крутопадающие разломы, частично или полностью секущие платформенный чехол. Прослеживаются и локальные разломы, в том числе оперяющие, которые создают мелкую блоковость как в подсолевом, так и в надсолевом комплексах. Также установлены откольные разрывные нарушения различного ранга с крупноамплитудными перемещениями по ним масс пород [4, с. 202].

Наблюдается развитие вертикальной трещиноватости. По керну выделяются субвертикальные и крутонаклонные трещины, почти прямолинейные и слабоизвилистые, неветвящиеся и затухающие.

Трещины тонкие, ширина не превышает 1 мм, стенки нередко ровные. Максимальная длина трещины (в одном куске керна) – 230 мм.

В низкопоровых и плотных породах прослеживаются системы субвертикальных трещин, которые пересекаются под углом 30–45 и 70–90°. Трещины заполнены кристаллическим кальцитом и сульфатами (чаще белым гипсом). Емкость трещин изменяется от 0,5 до 2,8 % [2].

Аномально высокие значения проницаемости подтверждают высокую роль трещин при фильтрации.

Вертикальные минеральные трещины более характерны для плотных пород и для пород неколлекторов. Образцы с вертикальными трещинами имеют пористость до 3,0 % (61,5 %), с пористостью – 3,0–6,0 % (23,1 %) и лишь 15,4 % приходится на долю коллекторов (с пористостью более 6 %).

Кроме трех систем вертикальных трещин, в карбонатном массиве Карачаганак установлена также система субгоризонтальных открытых трещин. Они развиты в пластах небольшой мощности (0,2–1,0 м), где создают характерную плитчатую текстуру. О раскрытости трещин в пластовых условиях свидетельствует поглощение глинистого раствора при бурении.

Субгоризонтальная трещиноватость развивается в породах-коллекторах, в которых средняя открытая пористость составляет 6 % и более, с которой связывают формирование суперколлекторов [4].

Исследователи ВНИГНИ отмечают выщелачивание по горизонтальным трещинам. Ширина трещин в этих участках-расширениях достигает 200 мкм.

В сводовой чати залежи субгоризонтальная трещиноватость получила большое развитие. Толщина пластов плитчатых разностей здесь достигает 1,5 м. Наиболее развиты плитки с мощностью до 10 мм, в их наблюдается проникновение глинистого раствора.

Горизонтальная трещиноватость выделяется в основном в пластах пористых и кавернозно-пористых. Средняя пористость пород с горизонтальной трещиноватостью составляет 18,8 %.

Доля мощности «трещиноватых» прослоев изменяется от 1,2–1,3 % в скв. 2 и 4 до 31 % в скв. 20, средняя величина составляет 7 %. Эти данные свидетельствуют о несовместном развитии трещиноватости и приуроченности ее к отдельным наиболее «жестким» пластам разреза продуктивной толщи.

От решения проблемы напряженного состояния и трещиноватости горных пород зависит успешность многих практических задач геологии.

Очаги дилатансии характеризуются мощными интервалами устойчивых притоков углеводородов с высокими и выше средних дебитами, несмотря на наличие в их составе плотных разностей пород, которые благодаря трещиноватости не являются локальными флюидоупорами.

Исходя из вышеизложенного, можно сделать следующие выводы:

- вертикальная трещиноватость развивается преимущественно в плотных и низкопоровых разностях, а горизонтальные трещины более характерны для пород-коллекторов;
- вертикальные трещины, как правило, закрытые, заполнены вторичными минералами и не обладают ощутимой фильтрующей способностью; а на отдельных участках возможны «окна» открытой вертикальной трещиноватости;

• наличие системы открытых субгоризонтальных трещин обеспечивает маломощным пластам, где они развиты, сверхвысокую трещинную проницаемость, на несколько порядков превышающую матричную проницаемость, формируя плитчатый суперколлектор.

Это представляет практический интерес Применения модели резервуара, учитывающей эти особенности, позволит увеличить перспективы изучения прилегающих территорий, позволяет более целенаправленно вести поисковые и разведочные работы.

#### Список литературы

1. Астраханский карбонатный массив: Строение и нефтегазоносность. Под редакцией Ю.А.Воложа, В.С.Парасыны. Москва. Научный мир. - 2008. 220 с.
2. Багринцева К.И., Дмитриевский А.Н., Бочко Р.А. Атлас карбонатных коллекторов месторождений нефти и газа Восточно-Европейской и Сибирской платформ. М. - 2003. 264 с.
3. Воронин Н.И. Особенности геологического строения и нефтегазоносность юго-западной части Прикаспийской впадины. Астрахань. - 2004. 163 с.
4. Клещев К.А., Петров А.И., Шеинов В.С. Геодинамика и новые типы природных резервуаров нефти и газа. М: Недра. - 1995. 285 с.
5. Федорова Н.Ф., Быстрова И. В., Смирнова Т. С. Характеристика Астраханской карбонатной платформы // Геология, география и глобальная энергия. Издательский дом «Астраханский университет». – 2009. – № 3. - С.79-83.
6. Федорова Н.Ф., Быстрова И.В., Ермолина А.В. Особенности формирования отложений осадочного чехла юго-западной части Прикаспийской впадины // Геология, география и глобальная энергия. Издательский дом «Астраханский университет». – Астрахань - 2016. № 3 (62). – С. 33-49.

#### References

1. Astrakhan carbonate massif: Structure and oil-and-gas content. Under Yu.A. Volozha, V.S. edition. Parsons. Moscow. Scientific world. - 2008. 220 p.
2. Bagrintseva K.I., Dmitriyevsky A. N, Bochko R.A. Atlas of carbonate collectors of oil and gas fields of the East European and Siberian platforms. M - 2003. 264 p.
3. Voronin N.I. Features of a geological structure and oil-and-gas content of a southwest part of Caspian Depression. Astrakhan. - 2004. 163 p.
4. Kleshchev K.A., Petrov A.I., Sheinov V.S. Geodinamik and new types of natural tanks of oil and gas. M: Subsoil. - 1995. 285 p.
5. Fedorova N.F., Bystrova I.V., Smirnova T.S. Characteristic of the Astrakhan carbonate platform // Geology, geography and global energy. Astrakhan University publishing house. – 2009. – No. 3. – P. 79-83.
6. Fedorova N.F., Bystrova I.V., Yermolina A.V. Features of formation of deposits of a sedimentary cover of a southwest part of Caspian Depression // Geology, geography and global energy. Astrakhan University publishing house. – Astrakhan - 2016. No. 3 (62). – P. 33-49.

### ОСОБЕННОСТИ ПЕРВИЧНОЙ И ВТОРИЧНОЙ КОНСОЛИДАЦИИ ЗАТОРФОВАННЫХ ГРУНТОВ

**Любимова Татьяна Владимировна**, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, Кубанский государственный университет, 350040, Российская Федерация, г. Краснодар, ул. Ставропольская, 149, e-mail: TV-Luy@yandex.ru

**Бондаренко Николай Антонович**, доктор геолого-минералогических наук, профессор, Кубанский государственный университет, 350040, Российская Федерация, г. Краснодар, ул. Ставропольская, 149, e-mail: nik\_bond@mail.ru

В настоящее время при строительстве в районах распространения «слабых» грунтов (глины и суглинки, которые отличаются разной степенью заторфованности, а так же торфы) эти грунты являются ключевыми при принятии проектных решений. Данные обстоятельства для г. Краснодара позволили обобщить полученную информацию по инженерно-геологическим свойствам несущих грунтов, составить уравнения для расчета параметров консолидации по другим свойствам грунтов. Всего было обработано около 200 результатов лабораторных испытаний физико-механических свойств грунтов. С помощью статистического аппарата найдены зависимости между «стандартными» физико-механическими и консолидационными характеристиками грунта. Построены серии графиков зависимостей. На основе анализа множественной регрессии составлены уравнения для расчета параметров консолидации по прочим свойствам грунтов. Значимость и возможность применения этих формул подтверждены статистической обработкой полученных значений. Использование предложенных формул позволяет оценивать консолидационные свойства заторфованных глинистых грунтов изученной территории.

**Ключевые слова:** заторфованные грунты, консолидация, коэффициент фильтрационной консолидации, коэффициент вторичной консолидации, относительная деформация от вторичной консолидации