

О ВАЖНЕЙШЕЙ ГИДРОГЕОЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ПРОБЛЕМЕ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

Р.Х. Мусин, А.А. Салихова, А.Р. Ханафеева
Казанский федеральный университет, e-mail: rmusin@ksu.ru

Нефтегазовый комплекс Республики Татарстан в настоящее время базируется на разработке более 50 нефтяных месторождений, крупнейшими из которых являются Ромашкинское, Ново-Елховское и Бавлинское. Данные месторождения расположены в пределах Южно-Татарского свода Волго-Уральской антеклизы, в Восточно-Закамском регионе Татарстана (рис. 1, см. Приложение). При этом, как известно, Ромашкинское месторождение является одним из крупнейших многопластовых объектов платформенного типа не только в Волго-Уральской провинции, но и в мире [1, 4, 10]. Оно было открыто в 1943 г., а в разработку введено в 1952 г. Его площадь составляет около 6000 км². В разрезе девонских и каменноугольных отложений месторождения установлена нефтеносность 22 горизонтов. Наиболее продуктивными из них являются пашийский и кыновский терригенные горизонты верхнего девона, на долю которых приходится более 80 % разведанных запасов [1].

Разработка Ромашкинского месторождения, как и других указанных объектов, с самых ранних этапов ведется с широким использованием различных методов заводнения продуктивных горизонтов. Первоначально месторождение было разрезано рядами нагнетательных скважин на 22 самостоятельно разрабатываемые площади (рис. 2, см. Приложение). Для заводнения применялись воды различного типа и состава – пресные речные, солоноватые нижнепермских отложений и попутно добываемые хлоридные натриевые и кальциево-натриевые рассолы с минерализацией до 300 г/дм³. О масштабы использования этих вод может свидетельствовать следующий факт: расход речных вод в системах поддержки пластового давления (ППД) в 1960–1963 гг. составлял 200–300 тыс. м³/сут [4]. В последнее время в системах ППД используются, в основном, промышленные сточные воды.

Закачка разнотипных вод привела к существенной трансформации пластовых гидрогеохимических условий. Первоначально воды пашийско-кыновского гидростратиграфического уровня, обладающего мощностью 40–60 м и сложенного песчаниками и алевролитами, расслоенными глинистыми породами, являлись хлоридными кальциево-натриевыми рассолами с минерализацией 200–300 г/дм³,

метаново-азотным газовым составом, с концентрациями углекислого газа 0,7–2,5 %, отсутствием сероводорода [3, 4, 12]. В настоящее же время минерализация этих вод варьирует от 3–10 до 280 г/дм³, при преобладающих значениях 140–200 г/дм³, но хлоридный кальциево-натриевый состав ещё сохранился (рис. 3, см. Приложение).

Более чем 50-летняя разработка Ромашкинского и других крупных месторождений привела к нарушению гидрогеоэкологического равновесия в верхней части разреза за счет загрязнения, участками интенсивного, как поверхностных, так и подземных вод попутно добываемыми рассолами [4, 15 и др.]. Зона активного водообмена в нефтяном регионе Татарстана охватывает комплекс пермских и плиоцен-четвертичных отложений мощностью до 300–350 м [2, 13]. В ее верхней части до конца 1960-х годов преимущественным распространением пользовались гидрокарбонатные и сульфатно-гидрокарбонатные воды благоприятного питьевого качества, а в нижней части – соленоватые воды сульфатного состава [12, 14]. С указанного времени на площадях этих месторождений проявляется тенденция замещения гидрокарбонатных и сульфатно-гидрокарбонатных подземных вод водами с долей хлор-иона более 20 % моль, при этом их минерализация может достигать 5–10 г/дм³, а общая жесткость – 40–70 ммоль/дм³. Доля загрязненных (с повышенной концентрацией хлоридов и (или) общей жесткостью) подземных вод в составе нижнеказанского сульфатно-карбонатно-терригенного водоносного комплекса, являвшегося в нефтяном регионе Татарстана наиболее продуктивным элементом разреза в отношении вод питьевого качества, сейчас составляет не менее 60–70 % (рис. 4, см. Приложение) [8, 9]. Загрязнение пресных подземных вод происходит за счет внедрения в зону их распространения высокоминерализованных хлоридных вод как “снизу” (заколонные и межпластовые перетоки), так и “сверху” (утечки, часто аварийные, из трубопроводов и емкостей хранения). К началу 1970-х годов было выявлено, что данное загрязнение происходит в первую очередь из-за разливов нефти и попутных рассолов, а одной из главных причин разливов и утечек является коррозионное разрушение нефтепромыслового оборудования и трубопроводов [4]. Количество ежегодно ликвидируемых порывов на промысловых трубопроводах в различные периоды освоения месторождений варьировало от 4 до 17 тысяч. Максимальное же их количество приходилось на середину 1980-х годов, когда были зафиксированы наивысшие концентрации хлоридов и других контаминантов в речных водах. В период наиболее интенсивной добычи нефти – 1970–1980-е гг. – ежегодные

потери попутно добываемых рассолов на поверхности в результате разливов, аварийных порывов и скрытых утечек составляли не менее 4–5 млн м³ [4]. Масштабные гидрогеоэкологические исследования, проведенные в нефтяном регионе в 1990–2000 гг. специалистами Татарстана, Москвы и Санкт-Петербурга (Б.В. Анисимов, 1998; А.М. Медведев, 1992; Н.М. Порфирьев, 1995, 1997, 1999; В.М. Федотов, 1999, и др.), подтвердили, что загрязнение пресных подземных вод в основном происходит “сверху”.

Отмеченное изменение гидрогеохимических условий в верхней части гидрогеологического разреза обусловило почти катастрофическую ситуацию с хозяйственно-питьевым водоснабжением многих населенных пунктов, базирующемся на каптаже подземных вод. Скорее всего, именно этот фактор ответствен за рост заболеваемости местного населения с начала интенсивной разработки нефтяных месторождений [4]. В связи с этим масштабное загрязнение почв, пород зоны аэрации, поверхностных и подземных вод попутно добываемыми высококонцентрированными рассолами является основной гидрогеоэкологической проблемой (которая, безусловно, включает и социальный аспект) нефтегазового комплекса Татарстана. Пути разрешения данной проблемы – уменьшение негативного влияния процессов нефтедобычи на верхнюю часть гидрогеологического разреза, организация альтернативного питьевого водоснабжения, защита ещё действующих крупных питьевых подземных водозаборов от загрязнения и др.

Мероприятия первого и второго направлений, активно осуществляемые в последние десятилетия компанией “Татнефть” – её деятельность всегда отличалась социальной направленностью, – включают:

- замену металлических трубопроводов на коррозионно более устойчивые металлопластиковые, применение новых технологий бурения, ликвидацию крупных источников загрязнения, тампонаж бездействующих скважин и т.д. (данные мероприятия уже приносят свои плоды – на основной части площади крупных месторождений экологическая обстановка стабилизировалась, а на отдельных участках произошло её оздоровление);

- проведение с начала 1990-х годов масштабных гидрогеологических исследований, основной целью которых являлось выявление месторождений питьевых подземных вод и оценка их эксплуатационных запасов, картирование крупных источников загрязнения пресных подземных вод, постоянный мониторинг их

гидрогеохимических и гидродинамических характеристик; важнейшим результатом данных исследований стало выявление около 10 месторождений подземных вод питьевого качества с суммарными эксплуатационными запасами порядка 250 тыс. м³/сут, основная часть которых пока, к сожалению, не вовлечена в эксплуатацию [5];

– доведение качества используемых для хозяйственно-питьевых целей подземных вод до питьевого стандарта на мини-станциях доочистки или опреснения, установленных в отдельных малых населенных пунктах.

Для защиты ещё действующих водозаборов, ликвидации крупных очагов загрязненных подземных вод наиболее оптимальным представляется откачка этих вод и параллельная их закачка в нефтепродуктивные горизонты, т.е. использование их в системах поддержки пластового давления. При этом могут проявиться побочные негативные явления в виде солеотложения в нефтяных горизонтах, скважинах и коммуникациях.

Наиболее распространенными солями, осложняющими процесс нефтедобычи в Татарстане, являются сульфаты и карбонаты кальция [7]. Вероятность отложения этих солей определялась расчетным способом по результатам анализа составов подземных вод нижнеказанских (15 проб) и верхнедевонских (пашийско-кыновских, 358 проб) отложений и их смесей в пропорции 1:1 (465 смесей) в пределах одной из нефтяных площадей в центральной части Ромашкинского месторождения.

Для прогнозной оценки выпадения карбонатов кальция использован метод Стиффа–Дэйвиса, который основан на сопоставлении реального pH с расчетным (pH_s), а вероятность солеотложения определяется индексом насыщения (IS) и индексом стабильности (IS_t). Для выявления возможности отложения сульфатов кальция была выбрана методика Б.П. Зверева, по которой основным рассчитываемым параметром является дефицит насыщения воды этим соединением (X_{CaSO_4}) [6]. В данном рассмотрении участвовали:

– воды нижнеказанского комплекса с широкими вариациями: состава – от хлоридно-гидрокарбонатных магниевых-кальциевых до хлоридных магниевых-кальциевых и натриевых, минерализации – 0.6–7.3 г/дм³, общей жесткости – 9.4–61.0 ммоль/дм³, pH – 7.0–8.1; содержаний (мг/дм³) HCO_3^- – 104–513, Ca^{2+} – 113–727, SO_4^{2-} – 14–1329 (рис. 5, см. Приложение);

– воды пашийско-кыновского стратиграфического уровня, характеризующиеся: хлоридным кальциево-натриевым и хлоридным натриевым составами, минерализацией – 2.6–278 г/дм³, pH – 3.0–8.3, содержаниями (мг/дм³) HCO_3^- – 0–366, Ca^{2+} – 177–22985, SO_4^{2-} – 0–1300; в водах нефтеносного горизонта с увеличением минерализации отмечается снижение pH (коэффициент парной корреляции $r = -0,66$) и содержаний гидрокарбонат-иона ($r = -0,61$), а также рост концентраций ионов кальция ($r = 0,96$) (рис. 6, см. Приложение).

Устойчивость приповерхностных подземных вод в отношении солеотложения рассчитывалась для температурного диапазона 5–30 °С, глубинных вод – 30–40 °С (что соответствует реальным пластовым температурам), смесей разnogлубинных вод – 30 °С. Значение водородного показателя смесей определялось не как среднеарифметическое, а как приблизительно равное pH глубинных пластовых вод (которые в большинстве случаев ниже pH приповерхностных подземных вод), при отклонении от него на 0.2–0.5, реже 0.7–0.9 единиц, в зависимости от разницы конкретных значений pH смешиваемых вод. Этот расчет щелочно-кислотного показателя базировался на экспериментальных данных, полученных сотрудниками института “ТатНИПИнефть” ОАО “Татнефть” (Л.В. Кудряшова, 2002), где pH смесей отличался от pH глубинных вод не более чем на 0.5 единиц.

В целом, составы разnogлубинных подземных вод и их смесей не способны отлагать сульфаты кальция (в связи с недонасыщенностью соответствующими компонентами), за исключением единичных проб, где концентрации сульфатов в водах пашийско-кыновских образований превышают 1000 мг/дм³ (рис. 7, см. Приложение).

Ситуация с возможностью отложения карбонатов кальция несколько сложнее. Составы вод нижнеказанского комплекса в естественных условиях – при температуре 5–10 °С – устойчивы в отношении солеотложения, но при 30 °С величина индекса стабильности обычно ниже значения 6.4, что отражает возможность выделения осадка. Это связано с уменьшением растворимости CaCO_3 по мере увеличения температуры. В основном устойчивы и составы вод нефтеносных горизонтов. Пониженные значения индекса стабильности ($I_{\text{St}} < 6.4$) характерны для интервалов минерализации до 30 и более 210 г/дм³. Наиболее же устойчивы ($I_{\text{St}} > 6.4$) составы в солевом диапазоне 40–100 г/дм³, что связано с максимальной растворимостью карбоната кальция в растворах с ионной силой, соответствующей этому интервалу минерализации (рис. 8, см. Приложение). Смеси

разноглубинных вод не будут сопровождаться солеотложением при большей части возможных гидрогеохимических условий при минерализации 68–104 г/дм³. Наиболее устойчивыми являются смеси на основе вод нефтеносных горизонтов с минерализацией 125–204 г/дм³ (рис. 9, см. Приложение). Следовательно, участки развития пашийско-кыновского горизонта с такими параметрами пластовых вод и будут являться наиболее оптимальными для закачки загрязненных вод верхней части гидрогеологического разреза. Общая площадь распространения таких участков составляет 50–60 % от размера исследованной нефтяной площади (рис. 3, см. Приложение). Важно подчеркнуть, что примерно такими же особенностями изменения минерализации и характера площадного развития вод пашийско-кыновского гидростратиграфического уровня обладают практически все нефтяные площади в пределах Ромашкинского месторождения.

Выявление устойчивости подземных вод в отношении солеотложения по предлагаемым методикам представляет собой довольно трудоемкую задачу, связанную с использованием многочисленных номограмм. Для определения возможности упрощения этих расчетов проведен регрессионный анализ данных, которые включали параметры состава подземных вод и их устойчивости в отношении солеотложения. Уравнения множественной регрессии выглядят следующим образом (применительно к температурным условиям – 30 °C):

$$\text{Ist}(c) = 15,034 - 0,0051 \times \text{HCO}_3(\text{н}) - 0,0023 \times \text{HCO}_3(\text{р}) - 0,00008 \times \text{Ca}(\text{н}) - 0,0001 \times \text{Ca}(\text{р}) - 0,5915 \times \text{pH}(\text{н}) - 0,3304 \times \text{pH}(\text{р}), \quad (1)$$

$$\text{X}_{\text{CaSO}_4}(c) = 2373,71 - 0,84 \times \text{SO}_4(\text{н}) - 0,684 \times \text{SO}_4(\text{р}) - 0,118 \times \text{Ca}(\text{н}) - 0,183 \times \text{Ca}(\text{р}) + 0,006 \times \text{Мин}(\text{н}) + 0,012 \times \text{Мин}(\text{р}), \quad (2)$$

где Ist – индекс стабильности; X_{CaSO_4} – дефицит насыщения воды сульфатом кальция; HCO_3 , Ca, SO_4 – концентрации соответствующих ионов (мг/дм³); Мин – минерализация (мг/дм³); обозначения в скобках: (н) – воды пашийско-кыновского гидростратиграфического уровня, (р) – воды верхней части гидрогеологического разреза, (с) – смеси разноглубинных подземных вод (в пропорции 1:1).

Сопоставление параметров Ist и X_{CaSO_4} , выявленных по номограммам и рассчитанных по регрессионным уравнениям, показывает их высокую сходимость,

различия в значениях не превышают 3–4 %, при этом в диапазоне минерализации вод нефтяного горизонта 40–200 г/дм³ эти различия в 50 % случаев не превышают 1 % (для ISt это составляет 0,05 единиц).

Таким образом:

- выявлена принципиальная возможность использования в системах поддержки пластового давления на Ромашкинском месторождении загрязненных (за счет процессов нефтедобычи) подземных вод верхней части гидрогеологического разреза;

- наиболее оптимальна закачка вод в пашийско-кыновский гидростратиграфический уровень с минерализацией пластовых вод 125–204 г/дм³;

- для закачки можно использовать практически все разновидности загрязненных приповерхностных подземных вод, но отложение карбонатов и сульфатов кальция с высокой вероятностью не проявится при закачке вод, обладающих:

$$pH \leq 8,0; HCO_3^- < 500 \text{ мг/дм}^3; SO_4^{2-} \leq 1500 \text{ мг/дм}^3;$$

- выявлены уравнения множественной регрессии, которые позволяют с высокой точностью определять величины индекса стабильности (ISt) и дефицита насыщения воды сульфатом кальция (X_{CaSO_4}) в смесях разnogлубинных вод, при этом необходимы лишь данные по содержаниям в этих водах ионов Ca, HCO₃, SO₄, а также значений минерализации и pH;

- при несоответствии загрязненных подземных вод верхней части разреза каким-либо требованиям нормативных документов [11] возможно проведение необходимой водоподготовки, затраты на которую окупятся улучшением гидрогеоэкологической обстановки в нефтяном регионе Республики Татарстан.

ЛИТЕРАТУРА

1. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России / под ред. Н.Н. Гавуры: в 2 т. М.: ОАО “ВНИИОЭНГ”, 1996.
2. Геология Татарстана: Стратиграфия и тектоника / под ред. Б.В. Букова. М.: ГЕОС, 2003. 402 с.
3. Гидрогеология СССР. Т. 13. Поволжье и Прикамье. М.: Недра, 1970.
4. Гидрогеоэкологические исследования в нефтедобывающих районах Республики Татарстан / под ред. А.И. Короткова, В.К. Учаева. Казань: НПО “Репер”, 2007. 300 с.

5. Государственный доклад о состоянии природных ресурсов и об охране окружающей среды Республики Татарстан в 2005 г. / под ред. Н.П. Торсуева. Казань, 2006. 494 с.
6. *Кацавцев В.Е., Гаттенбергер Ю.П., Люшин С.Ф.* Предупреждение солеобразования при добыче нефти. М.: Недра, 1985. 215 с.
7. *Кацавцев В.Е., Мищенко И.Т.* Солеобразование при добыче нефти. М: Орбита, 2004. 432 с.
8. *Мусин Р.Х., Марченков Н.А., Нуриев И.С.* Гидрогеохимическая и фильтрационная неоднородность зоны активного водообмена в нефтяных районах Татарстана // Проблемы гидрогеологии XXI века: Наука и образование. М., 2003. С. 466–469.
9. *Мусин Р.Х., Мусина Р.З.* Гидрогеологические исследования в нефтяном регионе Татарстана // Нефть. Газ. Новации. 2009. № 9. С. 28–38.
10. *Муслимов Р.Х., Абдулмазитов Р.Г., Хисамов Р.Б. и др.* Нефтегазоносность Республики Татарстан: геология и разработка нефтяных месторождений: в 2 т. Казань: "Фэн" АН РТ, 2007.
11. ОСТ 39-225-88. Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству. М.: ВСЕГИНГЕО, 1988. 8 с.
12. Подземные воды Татарии / под ред. М.Е. Королева. Казань: Изд-во Казан. ун-та, 1987. 189 с.
13. Сводная геологическая карта доплейстоценовых отложений Республики Татарстан масштаба 1:200000. Пояснительная записка. Казань: Арника, 1997. 118 с.
14. *Станкевич Е.Ф., Каиштанов С.Г.* Гидрохимическая характеристика пресных и слабосоленоватых подземных вод Татарской АССР // Гидрогеология и геотектоника Среднего Поволжья и Енисейского края. Казань, 1972. С. 9–24.
15. *Хархордин И.Л., Коротков А.И., Стуккей М.Г.* Формирование химического состава подземных вод зоны активного водообмена на юго-востоке Волго-Камского артезианского бассейна // Проблемы региональной гидрогеологии: Седьмые Толстихинские чтения. СПб., 1998. С. 90–95.



Рис. 1. Расположение Восточно-Закамского региона и крупных нефтяных месторождений в пределах Татарстана

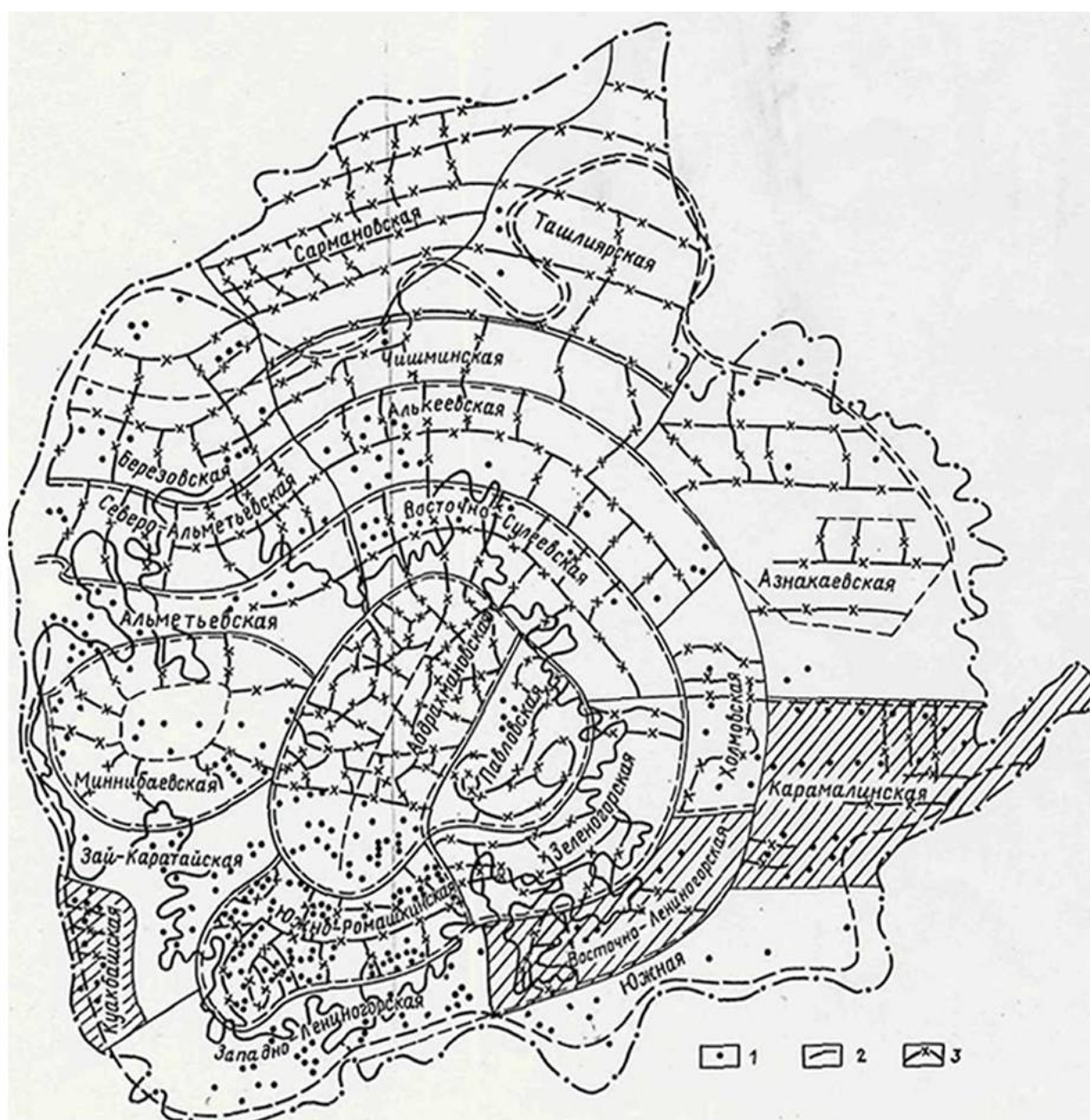


Рис. 2. Система заводнения и расположение отдельных площадей Ромашкинского месторождения [1]:

1 – очаговое заводнение; 2 – линейное разрезание; 3 – разрезание на блоки (заштрихованы площади с избирательным заводнением)

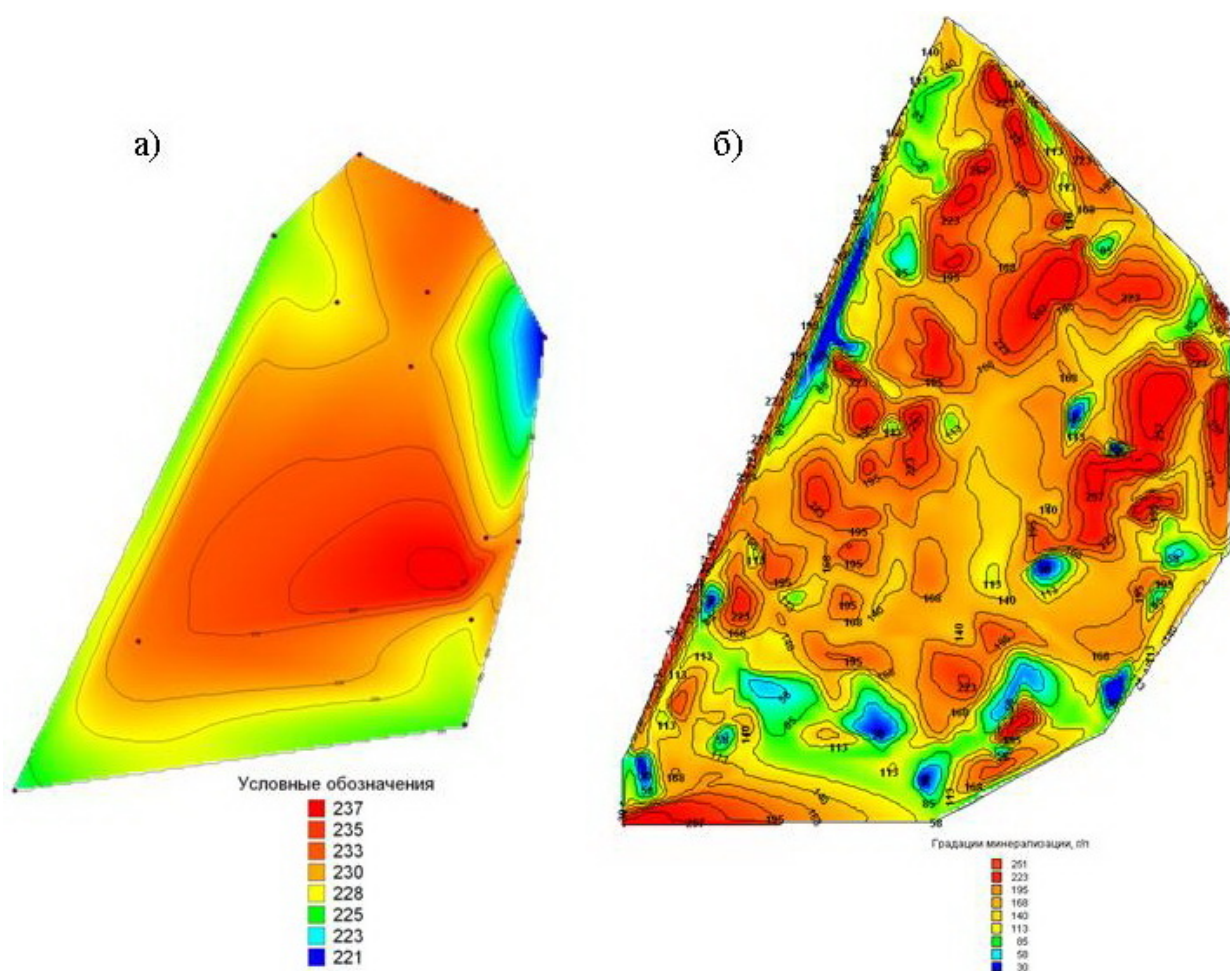


Рис. 3. Вариации минерализации (г/л) пластовых вод пашийско-кыновских отложений в пределах одной из нефтяных площадей Ромашкинского месторождения по данным разновременного опробования – 1957– 1960 гг. (а) и 2000– 2003 гг. (б)

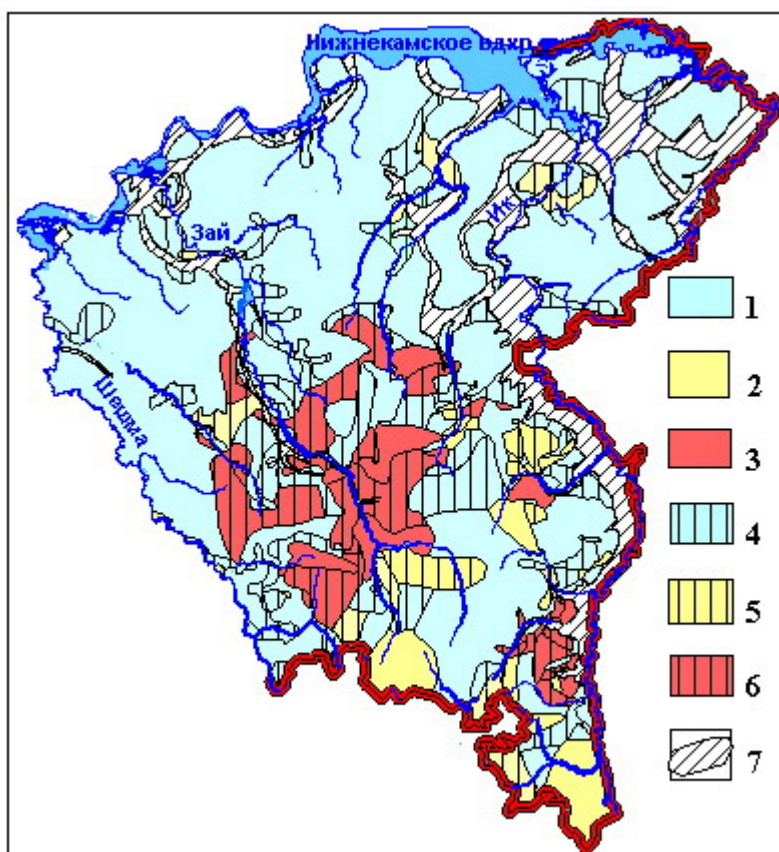


Рис. 4. Схематическая гидрогеохимическая карта нижнеказанского водоносного комплекса в Восточно-Закамском регионе Татарстана:

1-6 – типы воды по анионному составу: 1 – гидрокарбонатный, 2 – сульфатный, 3 – хлоридный; 4-6 – смешанный: 4 – с преобладанием гидрокарбонат-иона, 5 – с преобладанием сульфат-иона, 6 – с преобладанием хлор-иона; 7 – зоны отсутствия нижнеказанского комплекса; зоны развития хлоридных вод четко контролируются контурами интенсивно разрабатываемых крупных нефтяных месторождений

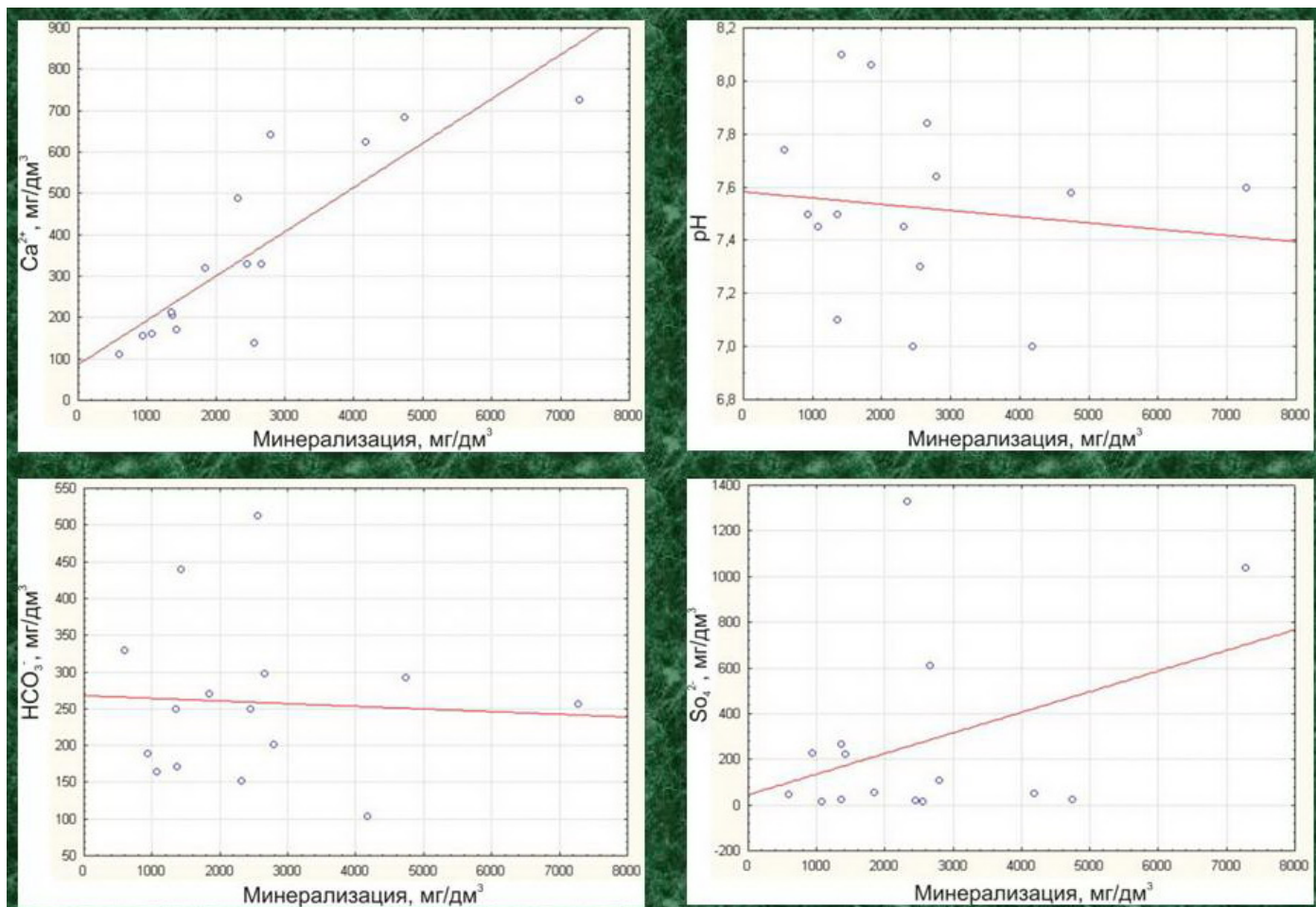


Рис. 5. Особенности состава загрязненных вод нижнекамского комплекса

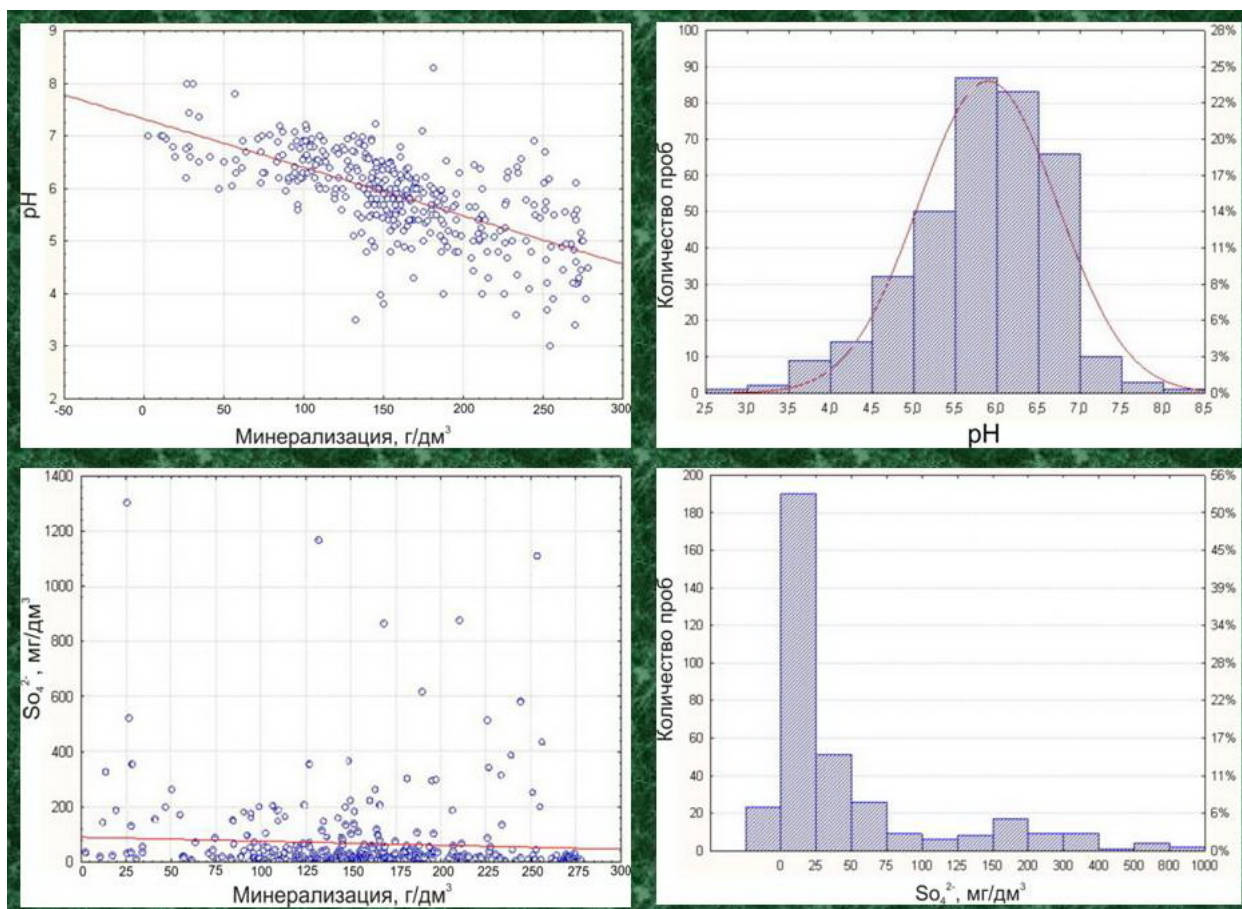


Рис. 6. Особенности состава вод пашийско-кыновского гидростратиграфического уровня

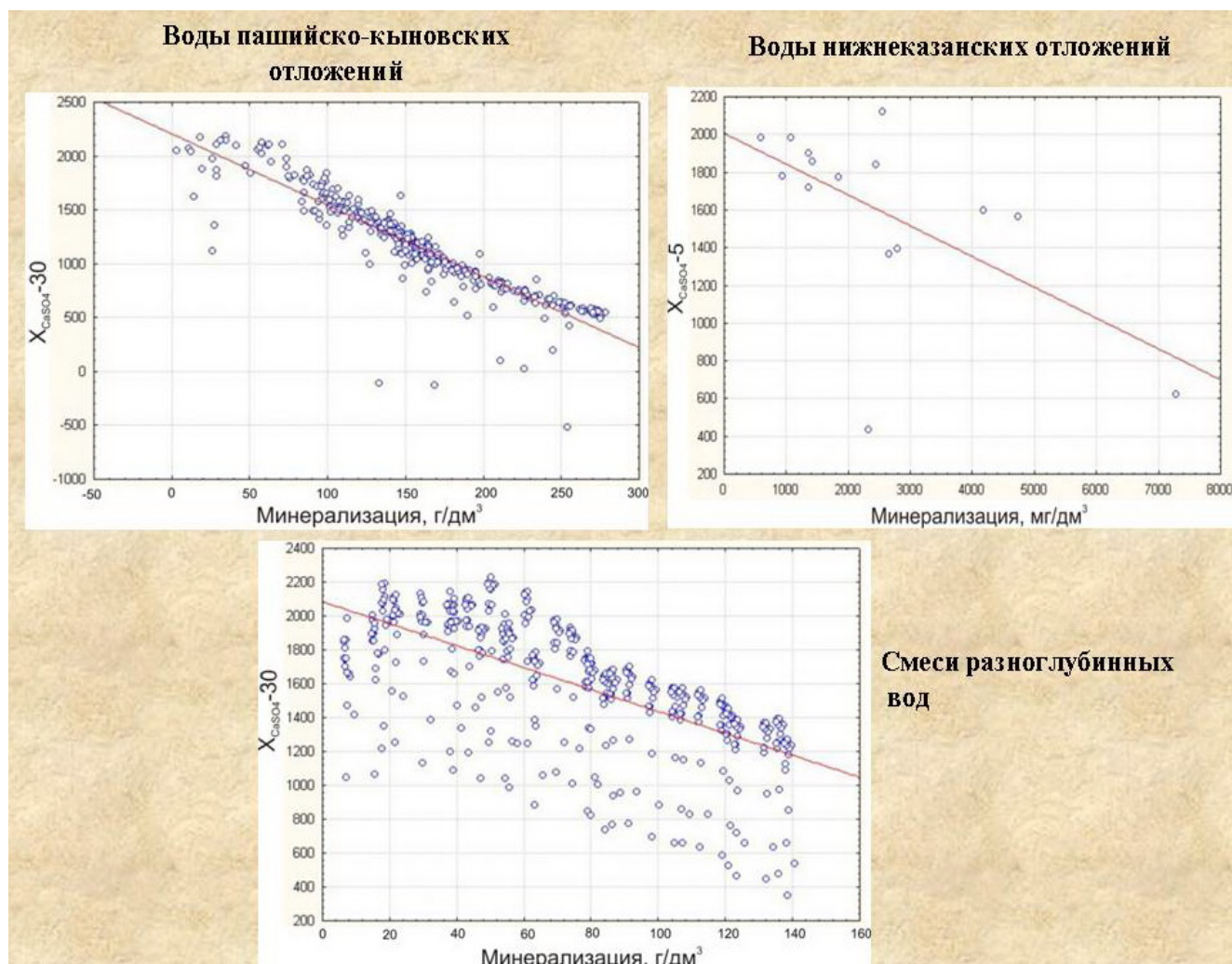
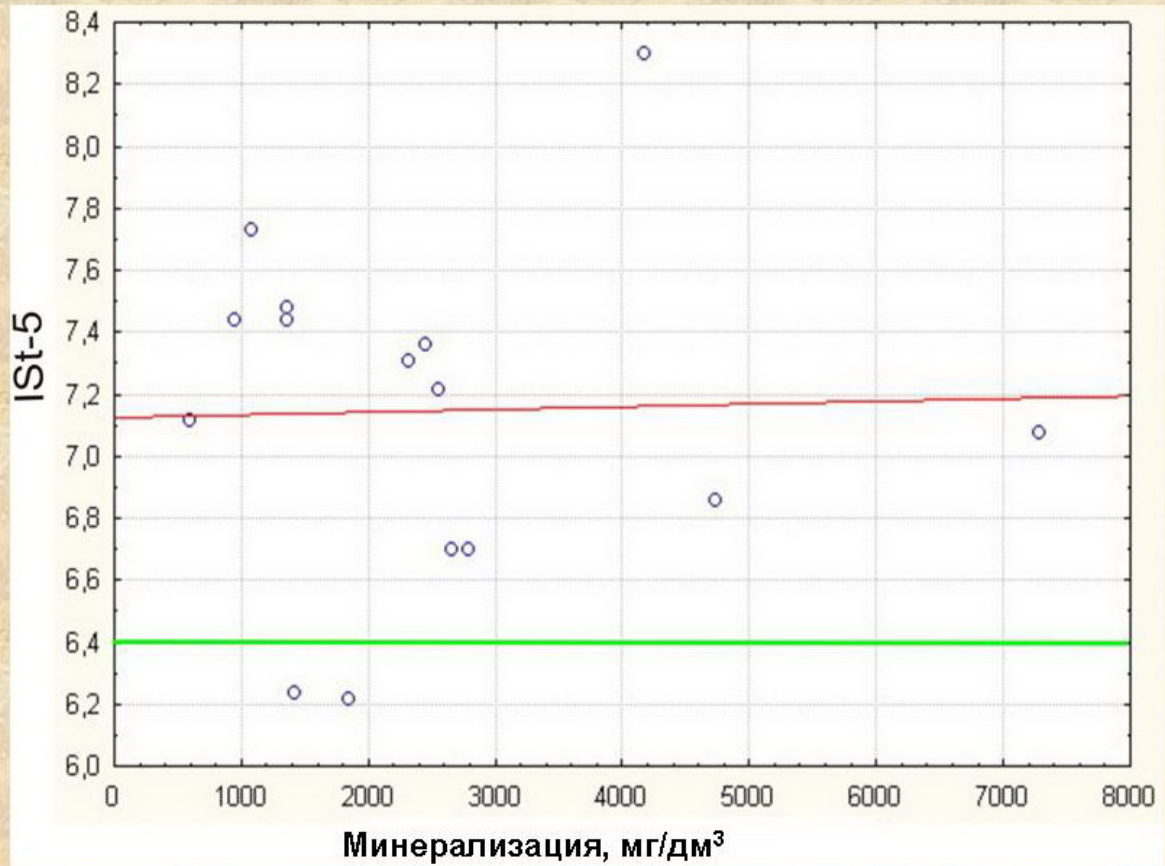


Рис. 7. Значения недостатка насыщения разнотлубинных вод и их смесей сульфатом кальция (цифровые индексы после X_{CaSO_4} отражают значения температур, в °С)

Воды нижнеказанских отложений



Воды пашийско-кыновских отложений

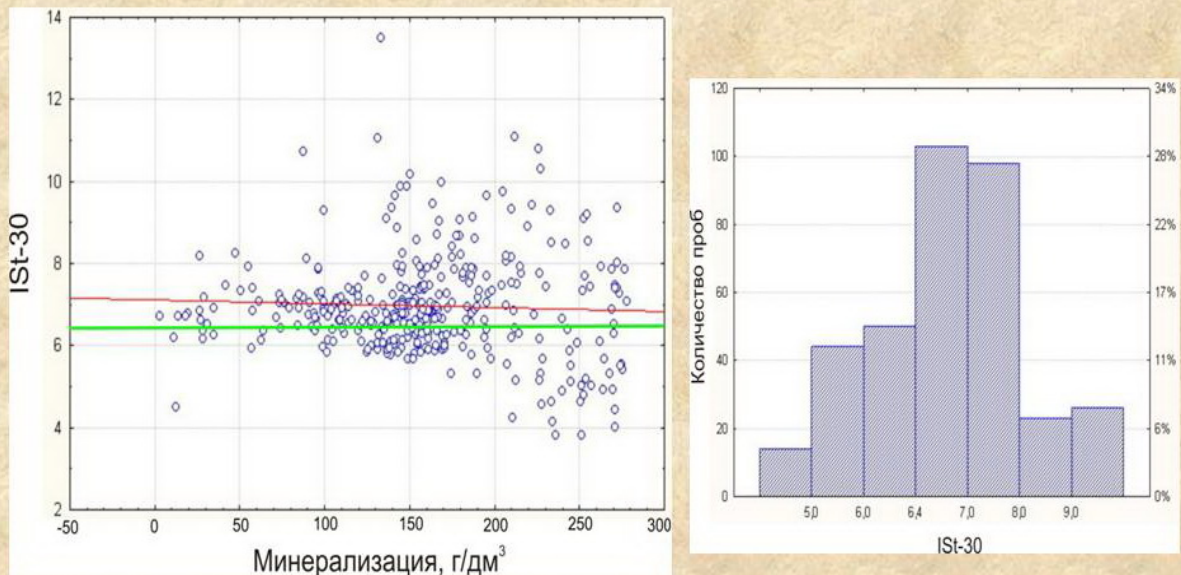


Рис. 8. Значения индекса стабильности (Ist), отражающие вероятность отложения CaCO_3 в подземных водах различных частей разреза (горизонтальной линией зеленого цвета показано пороговое значение Ist, равное 6.4)

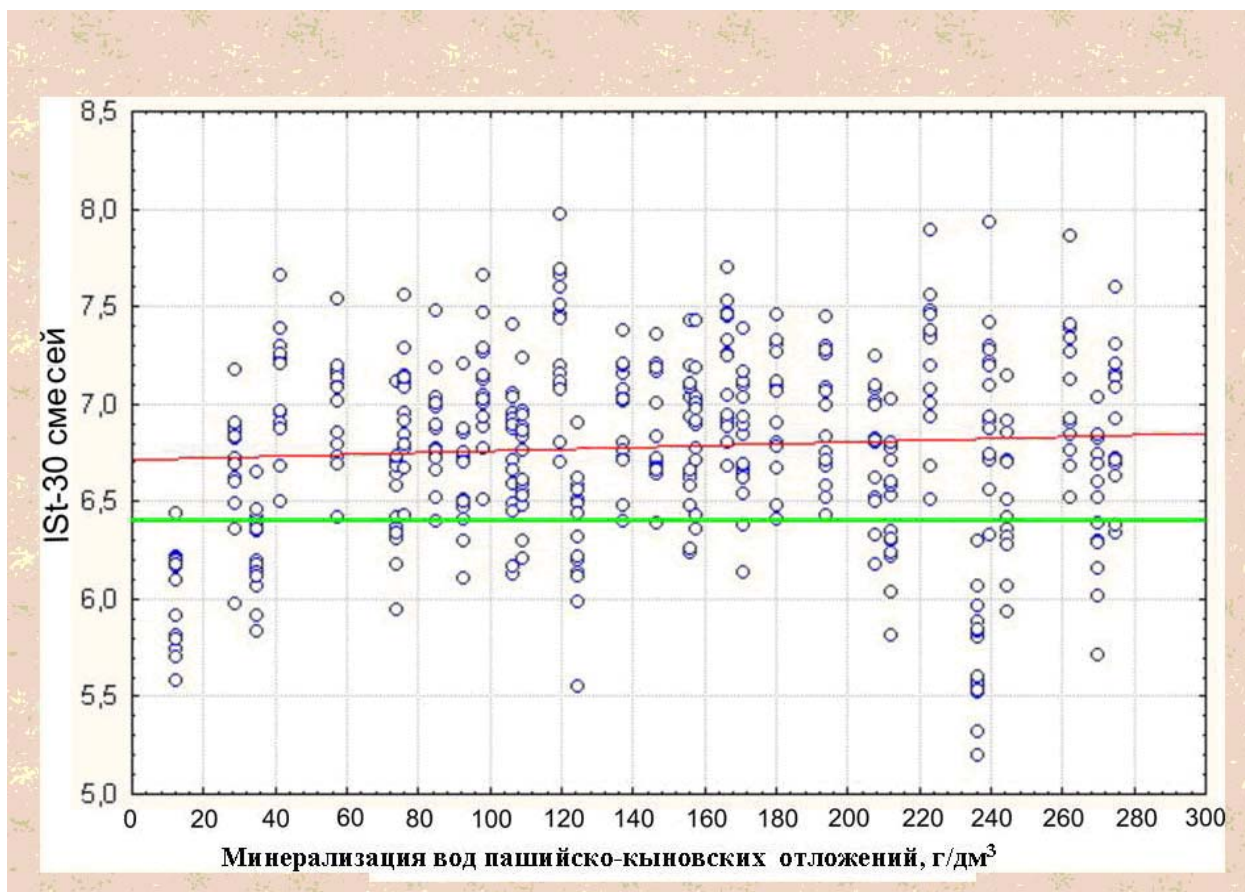


Рис. 9. Устойчивость смесей разноглубинных вод к отложению карбоната кальция