

эксплуатации участка с применением данной технологии (рис. 8) накопленная добыча нефти составит 23,2 тыс.м<sup>3</sup> нефти и 261 тыс.м<sup>3</sup> жидкости при обводненности продукции 92,4% и дебите нефти – 6,2 т/сут. В случае применения известной технологии (2 вариант) накопленная добыча нефти на конец расчетного периода эксплуатации участка составит 10,111 тыс. м<sup>3</sup> при обводненности продукции – 95,6% и дебите нефти – 3,2 м<sup>3</sup>/сут.

Таким образом, применение предложенной технологии позволит снизить затраты и упростить строительство горизонтальных скважин, вовлечь в разработку большую площадь коллектора, предотвратить образование конуса обводнения, повысить нефтеотдачу, т.е. увеличить эффективность процесса вытеснения высоковязкой нефти, в том числе путем увеличения охвата пласта агентом воздействия, что приведет к получению дополнительной добычи нефти за счет последовательной отработки всего пласта.

Реализация этой технологий позволяет решить важную научно-техническую проблему – вовлечь в активную разработку большие запасы высоковязких нефтей и битумов.

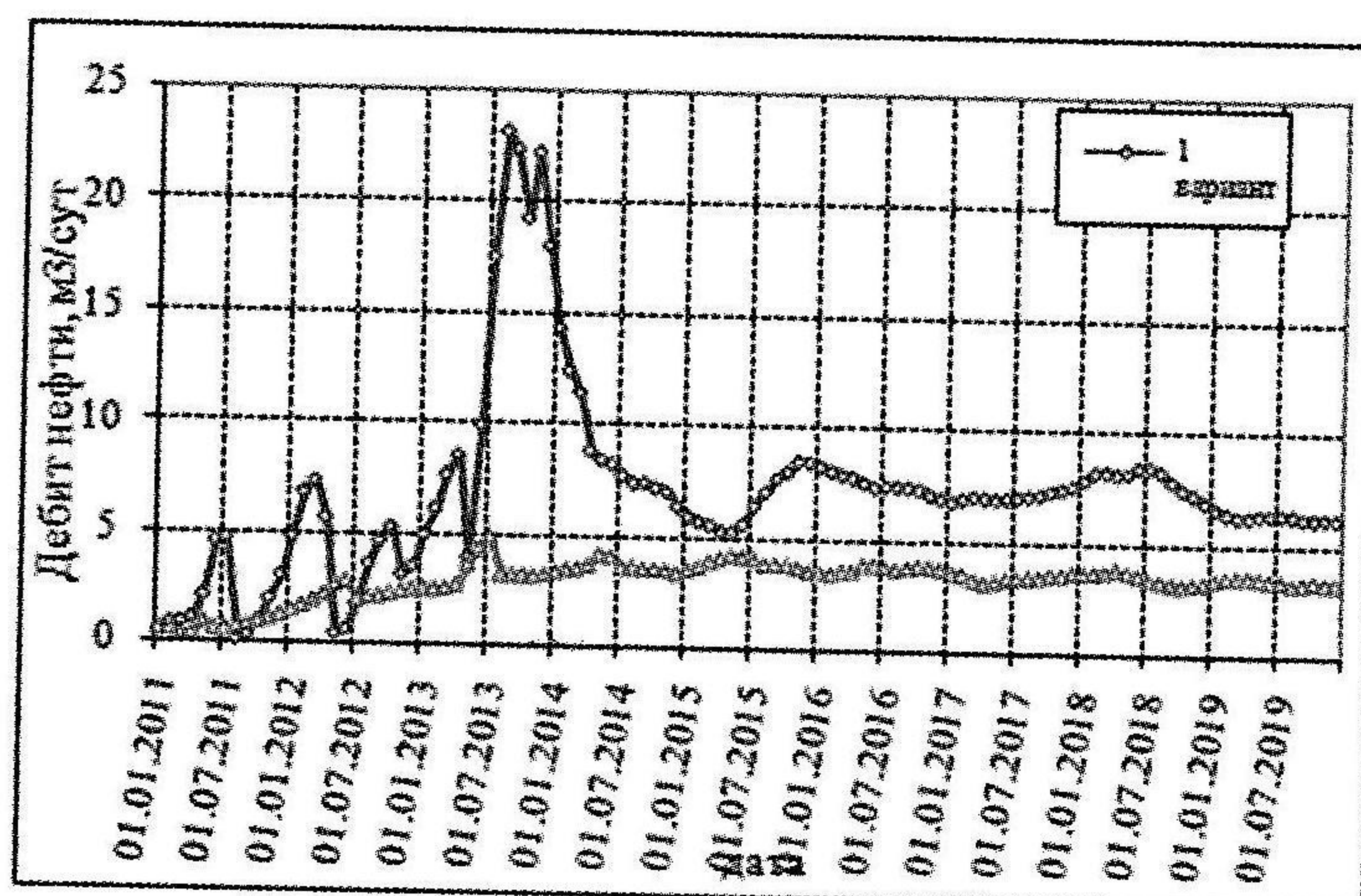


Рис. 7. Динамика изменения прогнозных дебитов нефти, полученная с помощью моделирования

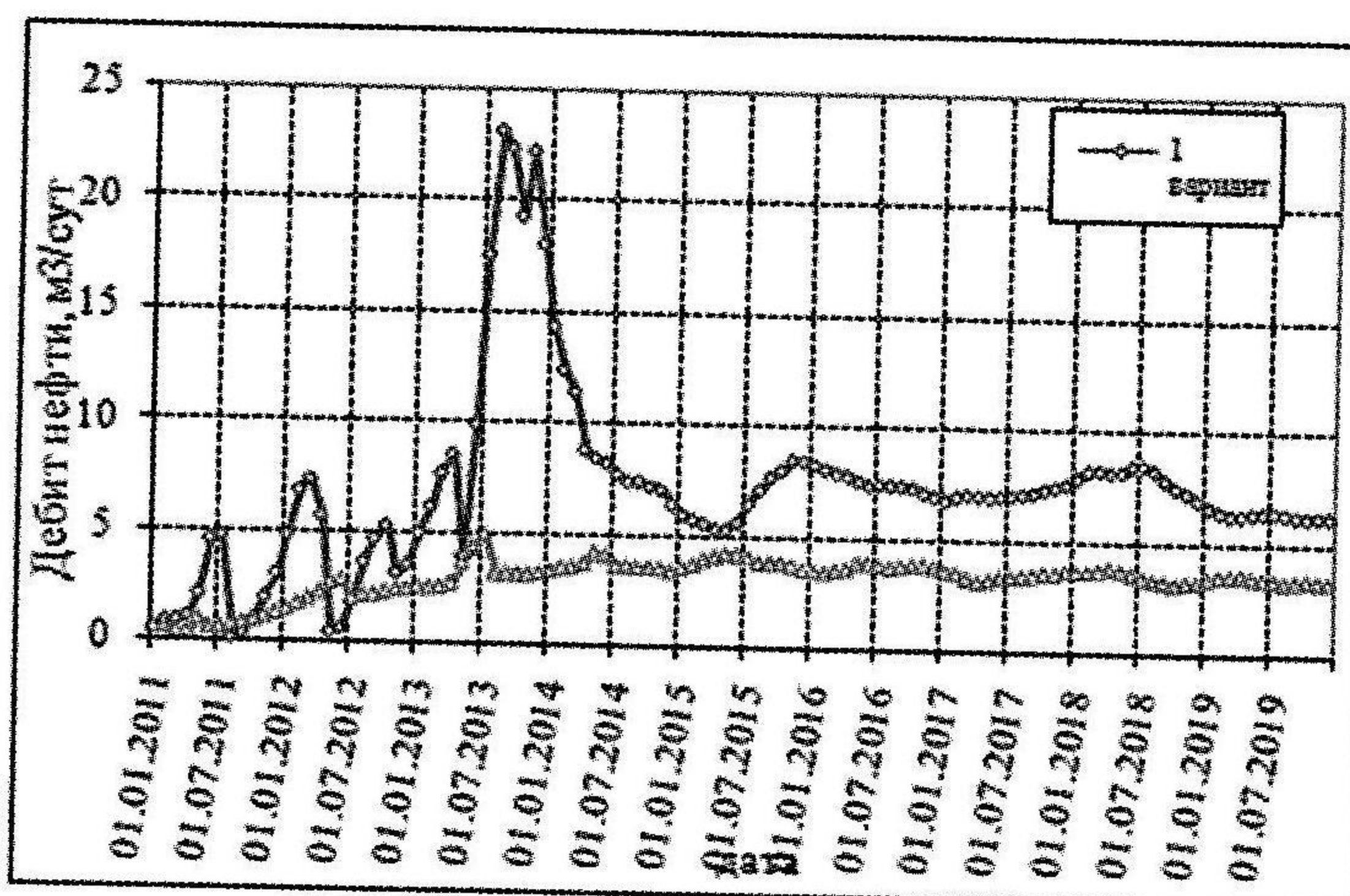


Рис. 8. Динамика изменения прогнозных показателей накопленной добычи нефти, полученная с помощью моделирования

## ЛИТОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ КАРТИРОВАНИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ – ОСНОВА ИННОВАЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ ОПТИМАЛЬНОЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ И ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ

В.Г. Изотов, Л.М. Ситдикова

Казанский (Приволжский) федеральный университет

Как показывает опыт, изучение нефтяных месторождений и особенно локализации запасов нефти в конкретных продуктивных пластах связано с многочисленными факторами, регулирующими распределение углеводородов в пласте (Муслимов, 2003). Естественно, в целях обеспечения оптимальной разработки конкретных залежей необходимо учитывать факторы, определяющие особенности неоднородностей распределения углеводородов в пласте. К таким факторам в первую очередь относятся первично-седиментогенные факторы, связанные с особенностями и условиями седиментогенеза и палеогеографическими условиями формирования залежей. Во вторую очередь это факторы, связанные с диагенетической стадией формирования пород-коллекторов. Во многом именно на этой стадии возникают неравновесные условия развития диагенетических процессов в пласте, которые приводят к неравномерному распределению коллекторских свойств в отдельных участках пласта. В-третьих, это катагенетические процессы, которые, накладываясь на сформированный пласт, изменяют его структуру, создают новые виды пустотного пространства, связанные во многом с катагенетической трещиноватостью и перестройкой порового каркаса породы коллектора. При этом в отдельных участках пласта распределение этих факторов различное. Необходимо отметить тот факт, что изменчивость пласта, особенно изменчивость его фильтрационно-емкостных свойств более характерна для месторождений высоковязких нефтей и природных битумов, что объясняется спецификой и сложностью процессов миграции тяжелых углеводородных систем, не подчиняющихся закону Дарси.

Именно необходимость учета фактора неоднородности распределения углеводородных фаз нефтяных залежей с целью оптимизации коэффициента извлечения нефти (КИН) ставит на повестку дня проблему картирования как самих залежей, так и их неоднородностей и сложностей, с учетом факторов, ответственных за эту неоднород-

ность. Поскольку такой подход имеет непосредственную направленность на проблему разработки залежей, такое картирование нами предложено назвать – литолого-технологическим картированием. В работе приводятся результаты литолого-технологического картирования по ряду месторождений, в том числе и несущих высоковязкие нефти и битумы.

В первую очередь рассмотрим результаты исследований по известному Тевлинско-Русскинскому месторождению, входящему в Средне-Обскую группу Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Изучение проводилось по юрскому нефтеносному комплексу – горизонт Ю<sub>1</sub> (васюганская свита). Особенность картирования этого месторождения связана с тем, что изучаемый коллектор относится к классу глинистых, т.е. составная часть коллектора, несущая пустотно-поровое пространство, сформирована пространственной комбинацией распределения глинистых минералов, а сам коллектор относится к классу нанопористых (Панарин, Изотов и др., 2008). Учитывая широкие колебания в соотношении глинистых минералов цементной массы коллектора, представляется возможным отразить их соотношения в виде треугольной диаграммы с полями, соответствующими парагенетическим ассоциациям ведущих глинистых минералов (рис.1). Тогда по каждой отдельной скважине, вскрывшей горизонт Ю<sub>1</sub>, рассматриваемого месторождения соотношение ассоциаций глинистых минералов может быть выражено в виде круговой диаграммы, каждый сектор которой соответствует конкретной ассоциации, встреченной в данной скважине (Бружес, Изотов, Ситдикова, 2010).

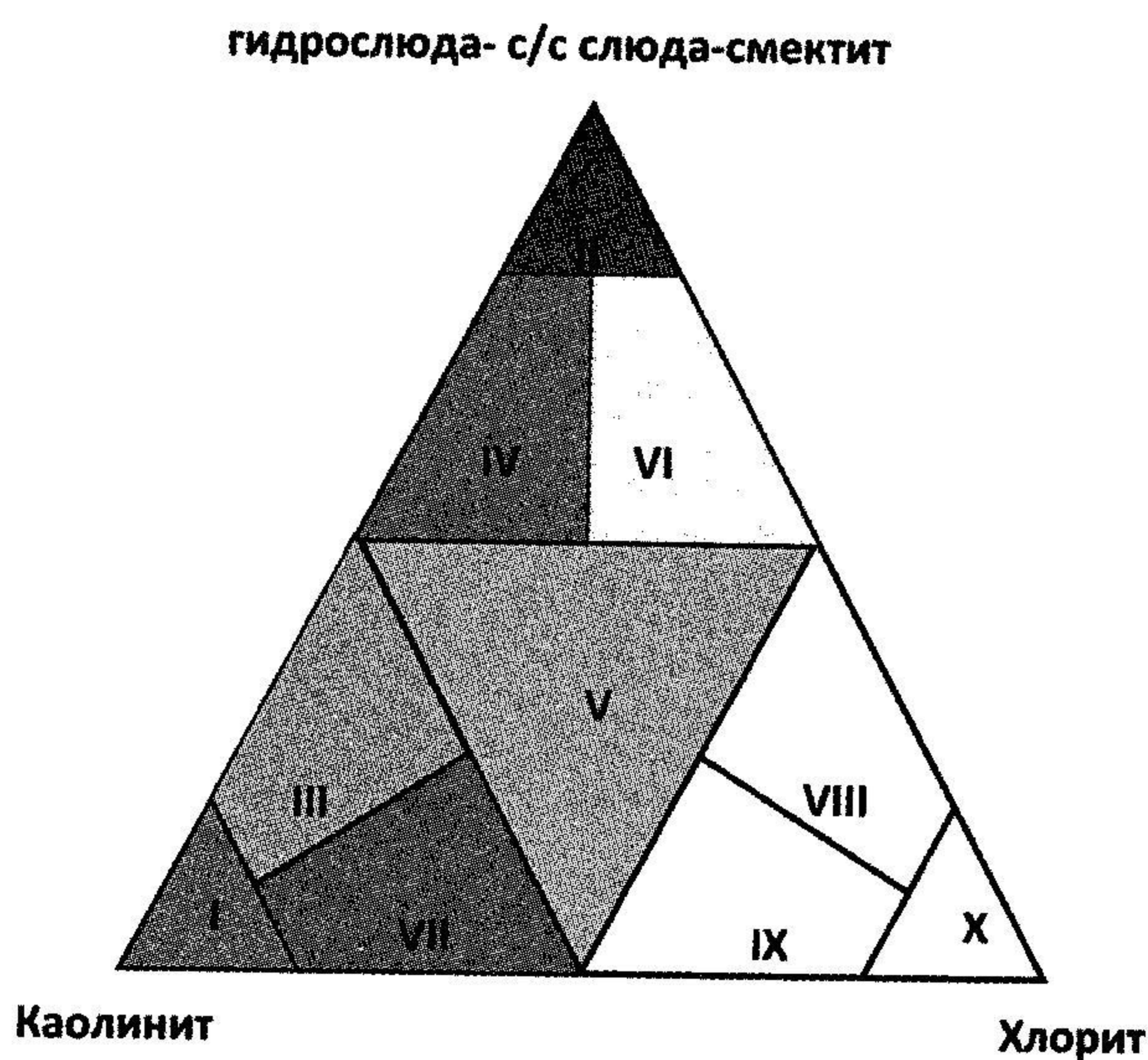


Рис. 1. Классификационная диаграмма парагенетических ассоциаций глинистых минералов цемента коллекторов юрского нефтяного комплекса

- I. каолинитовая (каолинита 80-100%, г/слюды 0-20%, хлорита 0-20%),
- II. гидрослюдистая (г/слюды 80-100%, каолинита 0-20%, хлорита 0-20%),
- III. гидрослюдисто-каолинитовая (каолинита 50-80%, г/слюды 0-30%, хлорита 0-50%),
- IV. каолинит-гидрослюдистая (г/слюды 50-80%, каолинита 10-50%, хлорита 0-30%),
- V. хлорит-гидрослюдисто-каолинитовая (каолинита 0-50%, г/слюды 0-50%, хлорита 0-50%),
- VI. хлорит-гидрослюдистая (г/слюды 50-80%, каолинита 0-30%, хлорита 10-50%),
- VII. хлорит-каолинитовая (каолинита 50-80%, г/слюды 0-30%, хлорита 10-50%),
- VIII. гидрослюдисто-хлоритовая (хлорита 50-80%, каолинита 0-30%, г/слюды 10-50%),
- IX. каолинит-хлоритовая (хлорита 50-80%, каолинита 10-50%, г/слюды 0-30%),
- X. хлоритовая (хлорита 80-100%, каолинита 0-20%, г/слюды 0-20%).

По развитию парагенетических ассоциаций минералов цемента в пределах изучаемого месторождения достаточно четко выделяются площади, несущие определенный комплекс ассоциаций (рис.2). Нанесение на план месторождения полей развития определенных комплексов ассоциаций глинистых минералов позволяет в дальнейшем прогнозировать результаты ответной реакции пласта и соответственно корректировать применяемые технологические процессы разработки.

Выделяются Южная, Центральная и Северная площади, породы-коллекторы которых характеризуются спецификой цементной массы в связи с особенностями условий седиментации. Соответственно на основании литолого-минералогических соотношений в составе цементной массы по субмеридиональному профилю можно судить и об эволюции этого состава по разрезу горизонта Ю<sub>1</sub> (рис.3).

Учитывая тот факт, что каждый минеральный вид глинистого комплекса различно реагирует на воздействие на пласт – снижение пластового давления, разбухаемость при использовании гидродинамических способов разработки, представленная карта и разрез позволяют прогнозировать воздействие на пласт различных технологий. Так, в южной части месторождения, где ведущими являются ассоциации глинистых минералов на базе каолинита (ассоциации I и III) с ограниченной разбухаемостью рационально использовать методы заводнения с применением слабоминерализованных вод. В цементной части месторождения, где преимущественное развитие имеют ассоциации на базе хлорита, каолинита и гидрослюдистых минералов для поддержания пластового давления рационально использовать воды с повышенной соленостью, катионы которых, входя в межплоскостные промежутки глинистых минералов, блокируют разбухаемость этих минералов, что сохраняет поры и поровые каналы в открытом для миграции флюидов состоянии.

В пределах Северных площадей Тевлинско-Русскинского месторождения, где развиты V-хлорит-гидрослюдисто-каолинитовая, III-гидрослюдисто-каолинитовая и VII-хлорит-гидрослюдистая ассоциации, представленные фазами с различной разбухаемостью к выбору стратегии гидродинамического воздействия необходимо подходить более индивидуально, подбирая для воздействия воды различной солености в зависимости от распространения тех или иных минеральных фаз.

Рис. 2. Литолого-технологическая схема районирования Тевлинско-Русскинского месторождения горизонта Ю<sub>1</sub> (по минералогическим ассоциациям глинистой составляющей цемента пород-коллекторов)

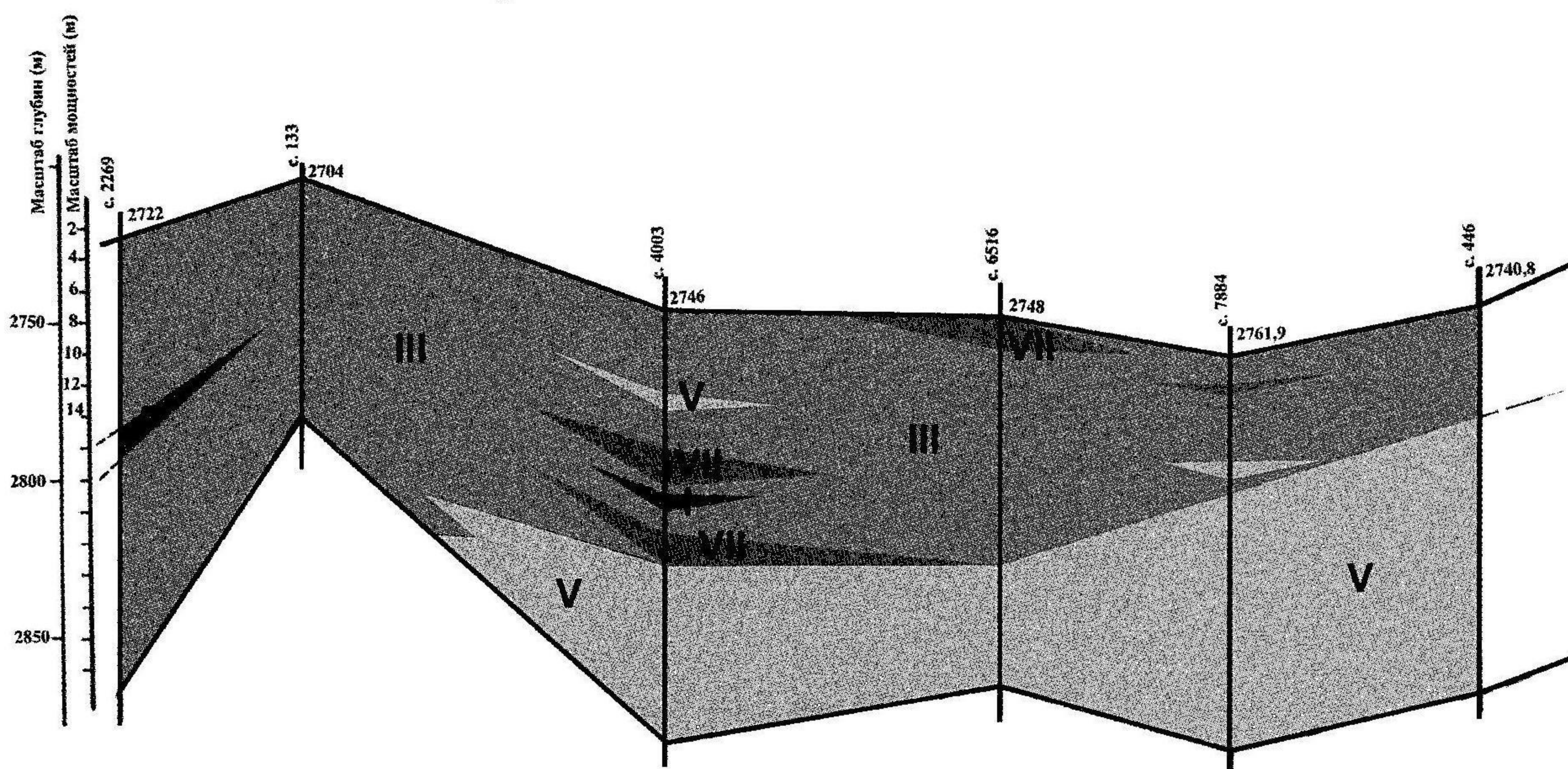
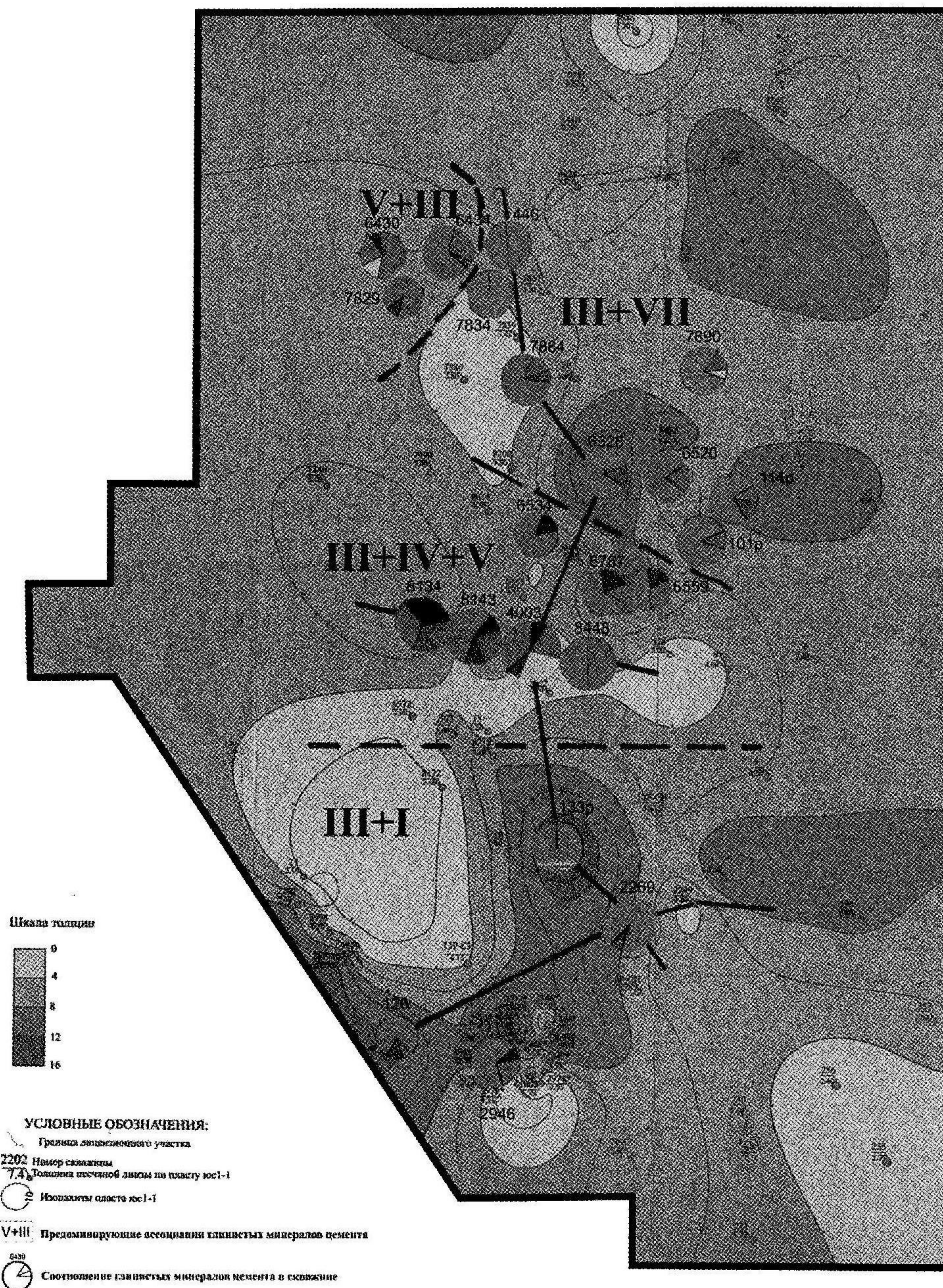


Рис. 3. Распределение ассоциаций глинистых минералов в породах горизонта Ю<sub>1</sub> Тевлинско-Русскинского месторождения (скв.2269-446)

Кроме изученных минеральных ассоциаций глинистых минералов, на технологические характеристики имеют влияние и другие факторы и параметры, нанесение которых на план месторождения так же может существенно влиять на особенности разработки. К таким факторам могут быть отнесены и другие минеральные характеристики залежи. В частности, распределение и тип карбонатного вещества в цементе коллектора. Его распределение позволит обоснованно выбрать характер кислотных композиций, например, при обработке призабойной зоны эксплуатационных скважин. Повышенное содержание сульфатных минералов в условиях восстановительного режима пласта, может привести к появлению сульфидов, чаще всего сульфидов железа (в виде пирита), который может полностью заполнить поровое пространство и поровые каналы, что может привести пласт в нерабочее состояние.

Проведенный анализ развития различных ассоциаций глинистых минералов по площади месторождения является основой для типа выбора вод и их минерализации при использовании технологий внутриконтурного и законтурного заводнения, а получаемые литолого-технологические карты-схемы можно рассматривать как штурманские карты геолога-разработчика.

### Литература

1. *Муслимов Р.Х.* Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения. – Казань: Изд-во КГУ. – 2003. – С. 596.
2. *Панарин А.Т., Изотов П.В., Аухатов Я.Г.* Нано- и мезопористые коллекторы месторождений углеводородов северного региона Западной Сибири // Наноявления при разработке месторождений углеводородного сырья. – М.: Изд-во Нефть и газ, 2008. – С.230–236.
3. *Бружес Л.Н., Изотов В.Г., Ситдикова Л.М.* Литолого-фациальные условия формирования горизонта Ю<sub>1</sub> Тевлинско-Русскинского месторождения Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Георесурсы. – 2010. – № 2. – С. 6–9.

## ОПЫТ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ СУРХАНДАРЬИНСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РЕГИОНА

Э.К. Ирматов, Г.А. Шахназаров, П.А. Хашимов (ОАО «O'ZLITINEFTGAZ»)

### Краткая геолого-геофизическая характеристика месторождений

Сурхандарьинский нефтегазоносный регион (СНГР) расположен в зоне развития молодой (мезо-кайнозой) складчатой системы. Всего здесь выявлено 12 месторождений (Хаудаг, Учкызыл, Кокайты, Ляльмикар, Коштар, Амударьинское, Миршады, Джейранхона, Джалаир, Актау, Жанубий Миршоди и Корсаглы). Регионально нефтегазоносными в регионе являются отложения бухарских слоев палеогена. В бухарских слоях выделяются пять продуктивных горизонтов (I, II, III, IV и V), представленных известняками и доломитами, являющихся основными объектами добычи нефти. Толщина бухарских слоев изменяется от 190 м до 315 м [1].

Месторождения представлены узкими вытянутыми антиклинальными складками. Часть их осложнена тектоническими нарушениями. Формы складок и наличие тектонических нарушений обусловлены эпиплатформенным орогенным этапом развития Афгано-Таджикской депрессии [2], характеризующимся резким усилением тектонических движений, в результате которых возникли горные хребты, разделенные межгорными прогибами.

Нефть месторождений представляет собой густую, малоподвижную жидкость. В среднем плотность нефти в стандартных условиях составляет 950 кг/м<sup>3</sup>, вязкость нефти в пластовых условиях по отдельным месторождениям – до 290 мПа·с.

### Неньютоновские свойства нефти

Повышенные значения плотности и вязкости нефти обусловлены высоким содержанием в ней смол, парафина и асфальтенов. В таких условиях нефть приобретает свойства неньютоновских жидкостей вследствие возникновения пространственных структур, состоящих из коллоидных частиц асфальтенов, парафина и смол [3]. Значение вязкости нефти в значительной мере зависит от термобарических условий пласта, от скорости деформации сдвига и истории состояния жидкости. Кроме того, значительное влияние на структурно-механические свойства нефтей оказывают состав, свойства и строение пористой среды. Процесс образования и упрочнения пространственных структур интенсифицируется с уменьшением проницаемости пород под влиянием материала их стенок.

Промысловыми исследованиями, проведенными с высоковязкой нефтью Сурхандарьи, было установлено, что для преодоления напряжения сдвига  $\tau_0$  и начала ее движения необходимо создать перепад давления в некоторых случаях до 14 кг/см<sup>2</sup>.

### Анализ разработки месторождений

В настоящее время в СНГР разрабатываются 7 месторождений (Хаудаг, Учкызыл, Кокайты, Ляльмикар, Коштар, Амударьинское и Миршады). Месторождения относятся к длительно разрабатываемым, сроки эксплуатации которых от 27 (Миршады) и более 77 лет (Хаудаг, Учкызыл).

Средний текущий коэффициент нефтеотдачи месторождений составляет 0,18, при проектном – 0,25. Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти – 80%.