

## ЧАСТЬ III

# МЕТОДОЛОГИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ

УДК 553.984

### МЕТОДИКА СОЗДАНИЯ ФАЦИАЛЬНО-ОРИЕНТИРОВАННОЙ КОНЦЕПТУАЛЬНОЙ МОДЕЛИ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ САЛЫМСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

*М.С.Алехина, Е.О.Черкас, Е.А.Жуковская, М.А.Буторина  
А.В.Лютков\*, А.А.Седнев\**

ООО «Газпромнефть НТЦ», \*«SPD N.V.»

**E-mail: [Alekhina.MSe@gazpromnrft-ntc.ru](mailto:Alekhina.MSe@gazpromnrft-ntc.ru)**

В данной работе отражена методика создания концептуальной модели, которая в дальнейшем реализуется в геологической 3D -модели с учетом особенностей каждой выделенной фации. Предлагаемая методика особенно актуальна для ачимовских отложений в связи со сложностью прогнозирования, высокой степенью изменчивости и слабой изученностью данных отложений. В результате реализации этой методики, выделенные границы фациальных тел позволяют производить геометризацию залежей по объектам с разными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) и, таким образом, более точно рассчитать распределение запасов по площади, а также заложить наиболее эффективную схему разработки.

**Ключевые слова:** клиноформа, ундоформа, ортоформа, фондоформа, турбидитовые потоки, конус выноса, проксимальные лопасти, дистальные лопасти.

Большинство из разрабатываемых на сегодняшний день месторождений Западной Сибири относится к группе «*brownfield*» т.е. это зрелые месторождения, находящиеся на поздней стадии эксплуатации. В связи с этим, активно растет интерес к объектам, разработка которых ранее считалась не рентабельной, таких как ачимовские отложения.

На сегодняшний день предложено большое разнообразие формирования моделей ачимовских отложений, однако их дальнейшая проработка для реализации в геологической модели приводит к их существенному упрощению, внося ряд огрублений, допущений и ограничений. Мы предлагаем авторскую методику, актуальность которой проиллюстрирована на примере ачимовских отложений Салымской группы месторождений и может быть использована для любого другого месторождения, имеющего залежи в глубоководно-морских отложениях. Понятие концептуальной модели используется в трактовке ГПН [1]. Основные этапы рассматриваемой методики построения фациально-ориентированной концептуальной модели отражены в **таблице 1**.

**I этап - изучение данных региональной геологии.** Ачимовские отложения Салымской группы месторождений приурочены к ахской свите (берриас-готерив), которая согласно залегает на баженовской свите и перекрывается в кровле черкашинской свитой. Рассматриваемые отложения приурочены к клиноформным комплексам - пласты БС-4-5, БС-6, БС-7, а также БС-8 и БС-9 (его фондоформенная часть). Снос осадочного

## СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ СЕДИМЕНТОЛОГИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ ИНЖИНИРИНГЕ

материала осуществлялся с востока, юго-востока, в этом же направлении происходило наращивание мощностей клиноформных комплексов [2].

Раннемеловой эпиконтинентальный морской бассейн характеризовался небольшими глубинами (не более 400 м), и маленьким углом наклона склоновой части (0.8-1.5 градуса).

Таблица 1

### *Основные этапы построения концептуальной модели*

Этап	Содержание	Результаты
1-изучение данных региональной геологии	определение обстановки осадконакопления, направления сноса осадочного материала, глубины бассейна, мощности пластов, равномерности их распространения, а также приуроченности пластов/групп пластов к определенным клиноформным комплексам	учет имеющегося опыта для создания корректной структурной и литолого-фациальной модели
2-использование сейсмических данных	опорная информация для проведения корреляции отложений, учет неопределенностей структурных построений, получение структурных поверхностей, карт общих толщин и выделение тектонических разрывных нарушений; сиквенс-стратиграфический анализ, динамическая интерпретация (создание карт атрибутов)	создание структурного каркаса, включая модель разломов, определение площадного распространения фаций (сейсмофаций)
3-литолого-фациальный анализ	описание керна, выделение основных групп/ассоциаций фаций, их текстурных и структурных особенностей и минеральных индикаторов, состав цемента, наличие вторичных преобразований	фациальная модель и ее характерные особенности
4-петрофизический анализ	расчет коэффициентов пористости, проницаемости, насыщения; определение зависимости $K_{пр}$ для каждой группы фаций; определение структуры порового пространства $S_f$	ФЕС, характер насыщения; деление разреза на петротипы
5-кластерный анализ	разделение скважин по площади в группы, схожих по форме и значению кривой глинистости, рассчитанной по ГК в пределах пласта	снижение неопределенности сейсмической записи, типизация фаций по площади

Высокая скорость осадконакопления осуществлялась за счет большого поступления материала и его высокой обводненности, что, в свою очередь, вызывало быструю проградацию бровки шельфа. Для такого пологого эпиконтинентального бассейна характерно наличие многочисленных уступов (террас) своего рода «бровок шельфа», ниже которых прослеживаются распределительные каналы (палеоруслы), обеспечивающие поступление осадков к подножью, формируя конусы выноса. Региональной покрывкой ачимовского резервуара служит сармановская пачка глин. Неокомский подкомплекс по разрезу осложнен многочисленными зональными покрывками, которые

разделяют его на серию нефтегазоносных клиноформенных резервуаров, имеющих падение пластов с востока на запад. Ачимовские отложения приурочены к депрессионной (фондоформа) и склоновой (ортоформа) зонам клиноформы.

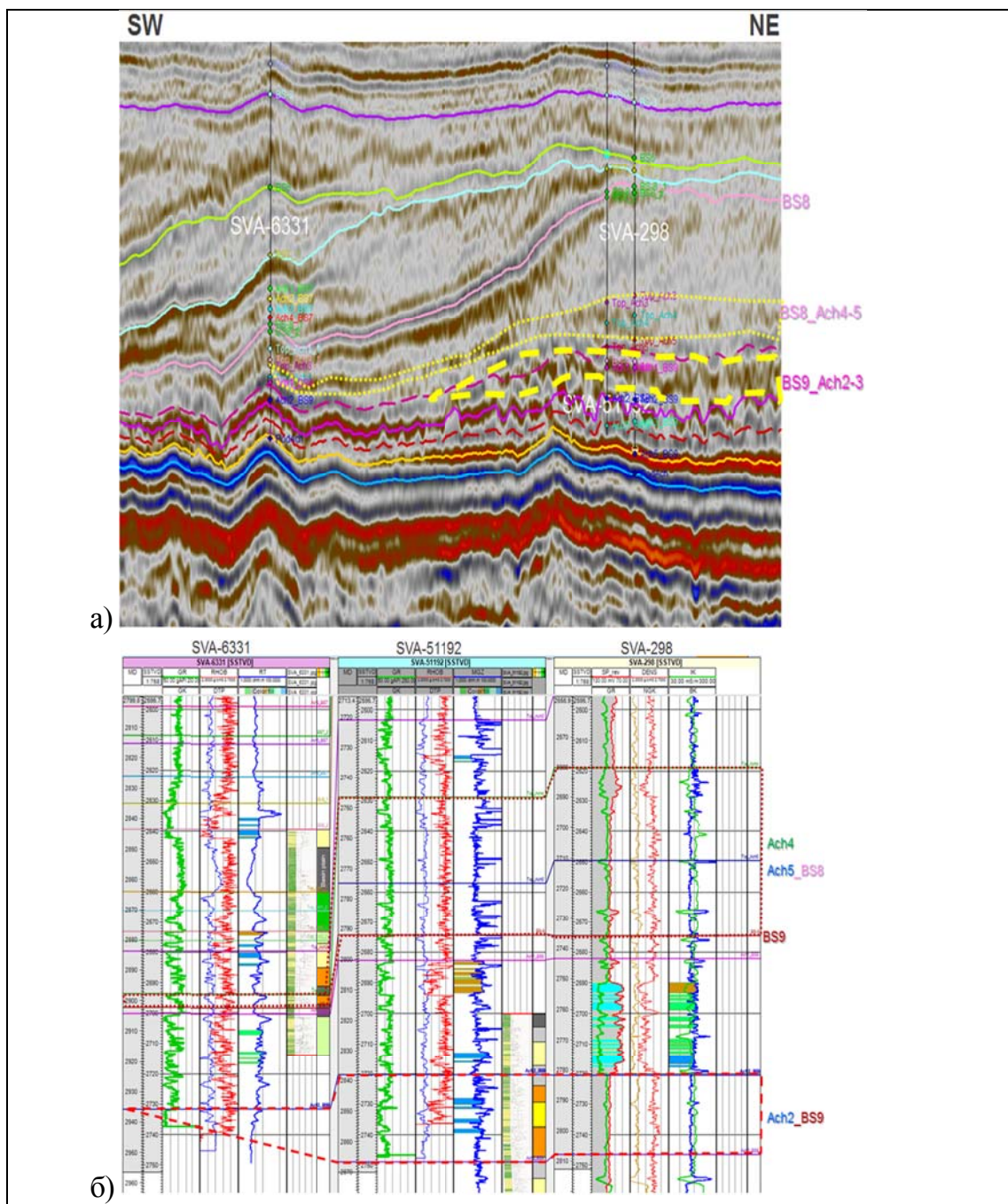
Продвигаясь по склону, турбидитовые потоки выносили обломочный материал в относительно глубоководную часть моря, формируя конуса выноса. Осадки характеризуются ритмичной последовательной сменой фаций: относительно грубозернистые осадки, заполняющие эрозионные формы, сменяются тонкозернистыми вверх по разрезу и затем сменяются покровными тонкими глинистыми слоями малой толщины, для которых характерны небольшие угловые несогласия и оползневые деформации.

**II этап - использование сейсмических данных.** Сейсмическая интерпретация границ пластов позволяет значительно упростить процесс корреляции, в виду сложности разделения пластов при наложении конусов выноса друг на друга и оползневых явлений, «стирающих» границы между новой порцией осадков и подстилающих отложений (**рисунок 1**). Неопределенности в интерпретации границ пластов, оценка точности структурных построений осуществляются стандартными подходами по методике кросс-валидации и по внутренней сходимости данных путем расчета стандартного отклонения. Тектоническая модель участка исследований создавалась, исходя из истории тектонического развития территории, основанной на сдвигово-структурном парагенезе. Полученные основные направления разломов по данным сейсморазведки сравнивались с региональным стрессом, данными исследования FMI.

Сиквенс-стратиграфический анализ позволяет выделить границы ассоциаций отложений, характеризующие определенный этап развития бассейна в соответствии с изменением уровня моря. Полученные границы эвстатических колебаний наносились на разрез скважин и сравнивались с данными каротажа: максимальные границы затопления совпадают с зоной мощных глинистых пачек, регрессионные границы – наоборот, с зонами песчано-алевритового разреза, а зона флуктуации – характеризуется частой сменой литологии.

Картирование на качественном уровне сейсмически контрастных тел (каналы, конусы выноса и т.д.), осуществляется по средствам спектральной декомпозиции волнового поля (RGB-смешивание), Min Amplitude, Max Amplitude, Extract value PSTM, Average energy, Sum of Amplitude ит.д. Выделенные по данным сейсмике контуры, границы тел (**рисунок 2**) сверялись с фактическими данными - фациями, выделенными по керну, данными кластерного анализа, анализом ВНК, анализом эффективных мощностей (петрофизические данные), которые описаны в следующих этапах данной методики.

**III этап - литолого-фациальный анализ по данным керна.** На изучаемой территории в керне удалось диагностировать турбидиты по следующим признакам: последовательность Боума; преобладание горизонтальных биотурбаций и их общая редкость; ассоциация с другими глубоководными фациями; преобладание планктоногенного материала. Следует отметить, что полный цикл Боума/Стоу прослеживается крайне редко, т.к. каждый последующий снос осадков частично срезает верхний слой нижележащих отложений, в результате, мы видим лишь нижние фрагменты цикла, представленные более грубозернистым материалом.



*Рисунок 1. а) сейсмический разрез на территории Салымской группы месторождений с выклинивающимися телами, б) планшет по скважинам, через которые проходит сейсмический разрез*

По результатам описания керна были выделены следующие ассоциации фаций, приуроченные согласно модели Р.Джона Уолкера (1978г.) [3] к разным частям «глубоководного» конуса выноса (таблица 2):

Основная (по объему запасов) ассоциация фаций среди выделенных – лопасти. Для лопастей среднего конуса выноса и дистальных лопастей нижнего конуса выноса диагностическими признаками являются: резкая подошва, редко в приподошвенной ча-



сти хаотично присутствуют интракласты (рип-класты), текстура массивная, встречается восходящая рябь течения, реже горизонтальная или с признаками конволютности в дистальных частях, часто верхний слой имеет размыв в кровле, биотурбация практически отсутствует, утолщение песчаных пропластков и увеличение зернистости вверх по разрезу (результат проградации), текстуры удаления воды, текстуры просадки - шаров и подушек. Текстуры смятия, характерные для нижнего конуса выноса. Дистальные отложения имеют более глинистый состав, чем проксимальные.

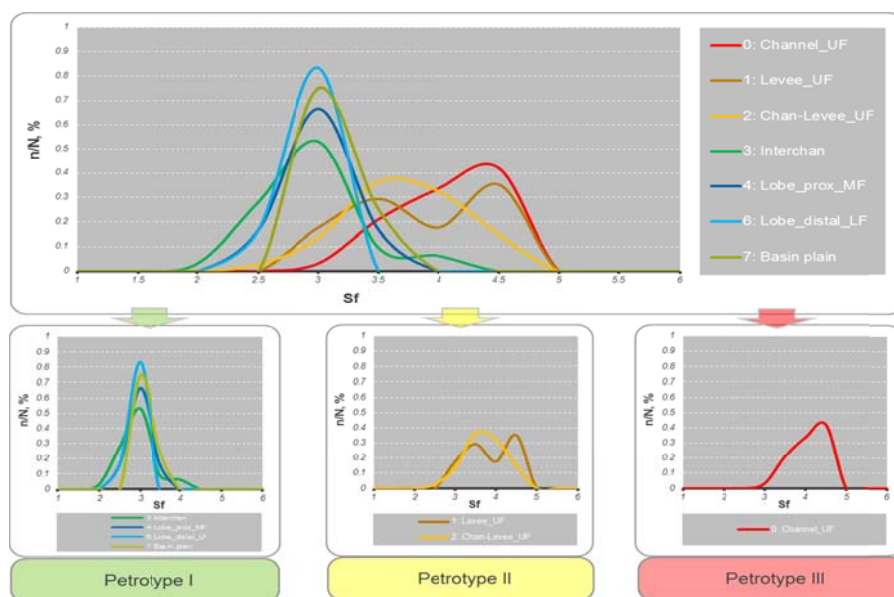
Таблица 2.

*Ассоциации фаций выделенные по керну*

Части конуса выноса	Ассоциации фаций	Коллекторские свойства
<b>Верхний конус выноса</b>	канал/русло	хороший коллектор
	прирусловой вал	хороший коллектор
	русло-прирусловой вал	хороший коллектор
	межрусловая фация	не коллектор
<b>Средний конус выноса</b>	межрусловая фация	плохой коллектор
	лопасти	средний коллектор
	межлопастные осадки	плохой/не коллектор
<b>Нижний конус выноса</b>	дистальные лопасти	плохой коллектор
<b>Фоновая седиментация</b>	бассейновые илы	не коллектор

Отложения лопастей схожи с русловыми, но отсутствуют текстуры, характерные для потоковых [4]. Хорошие коллекторские свойства снижаются из-за вторичных преобразований. Потенциально не плохими коллекторскими свойствами могут обладать также оползневые тела, выделяемые по сейсмическим данным и по следам группы ихнофоссилий, принесенных при обрушении или оползании осадков с шельфовой части по склону (*Teichichnus*). Однако оползневые тела на территории изучаемой группы месторождений не были вскрыты скважинами и этот аспект является опцией для разведочного бурения.

**IV этап - петрофизический анализ.** Помимо создания модели пористости и проницаемости оценивалась структура порового пространства горных пород на основе результатов определения открытой пористости ( $K_p$ ), абсолютной газопроницаемости ( $K_{пр}$ ) и остаточной водонасыщенности ( $K_{во}$ ) с использованием концепции связанности порового пространства. Результатом является параметр связанности порового пространства, получивший название структурный фактор ( $S_f$ ). Этот показатель характеризует фильтрационные качества пород при фиксированной пористости [5]. Распределение  $S_f$  для фациальных ассоциаций наглядно показывает отличие этих пород в зависимости от условий осадконакопления (**рисунок 3**). Уверенно определяется первый петротип, в который входят межрусловая и межлопастная фации, фации проксимальных и дистальных лопастей, фоновая фация неколлектора (зеленая). Фации канал-прирусловой вал и прирусловой вал - составляют второй (желтая) и, наконец, канал - третий (красная) петротипы.



**Рисунок 3.** Распределение среднего значения параметра  $Sf$  образцов керна, в интервале выделенных пропластков для установленных литофаций ачимовских отложений

Второй и третий петротипы – максимально схожи по ФЕС, присутствие лопастей в первом петротипе одновременно с фациями-неколлекторами объясняется отсутствием достаточного количества образцов керна, характеризующего фации лопастей. Детализация стратиграфического уровня, для которого ранее строилась единая петрофизическая модель, до уровня петротипов (групп фаций) позволяет с большей уверенностью определять критерии выделения коллекторов, их фильтрационные свойства и обоснованно решать задачу оценки характера насыщения и коэффициента нефтегазонасыщенности.

**V этап - кластерный анализ** необходим для пространственной привязки сейсмических объектов к скважинным данным, не охваченным керновой информацией. На этом этапе производится разделение скважин по площади на кластеры, схожие по форме и значению кривой глинистости, рассчитанной по ГК в пределах пласта. Работа выполнялась в ПК GEOMate. В итоге, для каждого пласта были созданы карты с разбиением скважин по кластерам (группам) и типовые кривые ГК для каждого кластера.

В результате выполненного анализа региональных, сейсмических данных, ГИС и керновой информации, была создана концептуальная модель (**рисунок 3**). Выделенные границы фациальных тел позволяют произвести геометризацию залежей (методами объектного моделирования) по объектам с разными ФЕС и, таким образом, произвести более точное предсказание распределения запасов по площади, что в свою очередь позволит заложить эффективную схему разработки.



## СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ СЕДИМЕНТОЛОГИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ ИНЖИНИРИНГЕ



**Алехина Мария Сергеевна.** Главный специалист отдела геологии и разработки месторождений SPD, ООО «Газпромнефть-НТЦ», г. Санкт-Петербург.



**Черкас Елена Олеговна.** Главный специалист отдела геологии и разработки месторождений SPD, ООО «Газпромнефть-НТЦ», г. Санкт-Петербург.



**Жуковская Елена Анатольевна.** Кандидат геолого-минералогических наук, ведущий эксперт по седиментологии терригенных коллекторов, ООО «Газпромнефть-НТЦ», г. Санкт-Петербург.



**Буторина Мария Александровна.** Главный специалист отдела геологии и разработки проектов ГРП, ООО «Газпромнефть-НТЦ», г. Санкт-Петербург.



**Лютков Андрей Владимирович.** Руководитель направления геологии по ТРИЗ, «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.»



**Седнев Алексей Анатольевич.** Менеджер перспективных проектов геологоразведочных работ и трудноизвлекаемых запасов, «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.»