

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/51_2022

УДК 552.578.061.4:551.781(265.56)

Афанасьева М.А., Чжан ЕёФедеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Российский государственный университет нефти и газа (Национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина», Москва, Россия, anticline@mail.ru, 2017zyu@gmail.com

ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ОСТАТОЧНОЙ НЕФТИ В ДЕЛЬТОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ПАЛЕОГЕНОВОЙ СИСТЕМЫ БАСЕЙНА БОХАЙСКОГО ЗАЛИВА

Отложения палеодельтовых систем широко развиты во многих бассейнах Китая и представляют собой резервуары углеводородов, которые характеризуются сложным тектоническим строением и фациальной изменчивостью. Выяснение внутреннего строения песчаных тел имеет важное значение для прогнозирования распределения остаточной нефти в период высокой обводненности. В качестве объекта выбраны отложения горизонта V в массиве 195 нефтяного месторождения Y. Проведенные исследования осуществлены на основе изучения и сопоставления данных по керну, каротажным диаграммам и анализу динамических данных сейсморазведки. В строении дельтового резервуара выделены следующие элементы - подводный распределительный канал, устьевой бар, пластовая песчаная залежь и залежь между подводными каналами. Установлена иерархическая схема дельтовых коллекторов, определены отличительные признаки подводных распределительных каналов, устьевых баров и прослоя между песчаными телами в устьевом баре. Принимая обособленный слой песка в качестве исследуемой единицы, используя полевой прототип дельты формации Сигуаюань в бассейне Луаньпин для подбора данных, получена формула прогноза количественных характеристик подводного распределительного канала и устьевого бара. Осуществлен расчёт угла наклона прослойки внутри устьевых баров и прогноз размеров песчаных тел в устьевом баре. Остаточная нефть, контролируемая песчаными телами одиночного происхождения, распределяется по краям устьевого бара и верхней части канала. Для выяснения распределения остаточной нефти, контролируемой прослоями, следует проводить анализ в соответствии с осадочным ритмом основного песчаного тела устьевого бара.

Ключевые слова: *дельтовые отложения, резервуар углеводородов, палеоген, распределение остаточной нефти, бассейн Бохайского залива, Китай.*

Извлекаемые запасы дельтовых отложений составляют около 17,4% извлекаемых запасов континентальных обломочных пород в Китае [Xu, Mu, Qiu, 1998]. Поскольку разведка и разработка нефти и газа в Китае вступает в более позднюю стадию, исследования по накоплению и распределению остаточной нефти и газа в пластах неизбежны. Традиционное изучение осадочных фаций больше не может удовлетворять потребность разработки резервуара на стадии высокой обводненности и снижения добычи. Исследование коллекторов заключается в построении каркаса осадочных резервуаров иерархически, в соответствии с ограничениями различных уровней поверхностей песчаных тел, в основном включая форму, пространственное распределение и стиль укладки каждой границы, а затем реализации

понимания структуры подземных резервуаров и определении их количественной характеристики. Miall A.D. впервые предложена концепция иерархического разделения поверхностей напластования терригенных резервуаров на примере речных фаций [Miall, 1996], также ранее проведены углубленные исследования внутреннего строения песчаных тел трех осадочных типов рек, речных дельт и мелководных дельт [Yan, Zhang, Yu, 2014; Xie, Hu, Chen, 2017; Wu, Ji, Yue, 2013]. Дельта, особенно в бассейне рифтового озера, характеризуется быстрым накоплением и сменой фаций в процессе отложения осадков именно вблизи источника сноса [Liu, Hou, Wang, 2009; Chen, Sun, Jia, 2006].

Взяв в качестве примера склон фронта дельты в массиве 195 на месторождении Y, в сочетании с полевыми данными, количественно охарактеризованы подводные распределительные каналы, устьевые бары и песчаные тела внутри устьевых баров с целью использования результатов анализа их конфигурации для обобщения и создания прогнозной модели распределения остаточной нефти.

Тектонический массив 195 нефтяного месторождения Y расположен в структурном поясе погребенных холмов Конгдиан во впадине Хуанхуа (рис. 1). По литературным данным исследуемая формация сверху вниз разделена на шесть подсвет: 0, I, II, III, IV и V. В массиве 195 отсутствует подсвета III, а ключевыми нефтеносными отложениями являются IV и V. Основное внимание в данном исследовании уделяется отложениям горизонтов V₆ и V₇.

Во время осадконакопления изучаемой формации бассейн находился в депрессионной стадии, региональная структура представляла собой участок суши в аридном палеоклимате, откуда в часть озера поступало большое количество обломочного материала, сформировавшего отложения дельты. По керну установлены следующие характеристики песчаника: пористость коллектора подсветы Конгдиан 1 (Eк₁) варьирует от 6,4 до 32,7% (в среднем 25,9%)? проницаемость составляет $(0,04-1552) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (в среднем $252,9 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$). Коллектор в целом характеризуется средне-высокой пористостью и средней проницаемостью. Кроме того, установлено, что пористость и проницаемость имеют определенную положительную корреляцию.

Район, в котором расположено нефтяное месторождение Y, превратился в полуграбен в эоценовое время и испытал пять последовательных стадий: формирование разломной депрессии, расширение разломной депрессии, стабильное развитие, постепенное затухание и образование депрессии в кайнозое. Во время отложения горизонтов V₆ и V₇ массива 195 район находился в стадии депрессии. Источниками сноса в основном служили поднятия Цандун, Ченнин и Кондянь. В озеро внесено большое количество терригенных обломков, и сформировано отложение фронта дельты. Терригенные обломки в районе исследования в основном состоят из аркозового песчаника и дресвы, от мелкозернистого до алевроитового, с

хорошей сортировкой. Окатанность обломков - от полуокатанного до полугранного, тип структуры цемента - преимущественно поровый, порово-контактный и контактный, зрелость структуры - средняя. Отложения на исследуемом участке близки к источнику сноса, после выхода конуса выноса в озеро флювиальное действие ослабевало, подводный распределительный канал сужался, зернистость мельчала по мере удаления. Между подводными каналами откладывались мелкозернистые отложения и формировалась подводно-распределительная междурусловая микрофация. Под влиянием озерного водоема распределительное русло после входа в озеро образовало устьевый бар. При расширении русла и ослаблении действия реки на передовой или в боковой части устьевых бар сформировались дельтовые передовые песчаники.

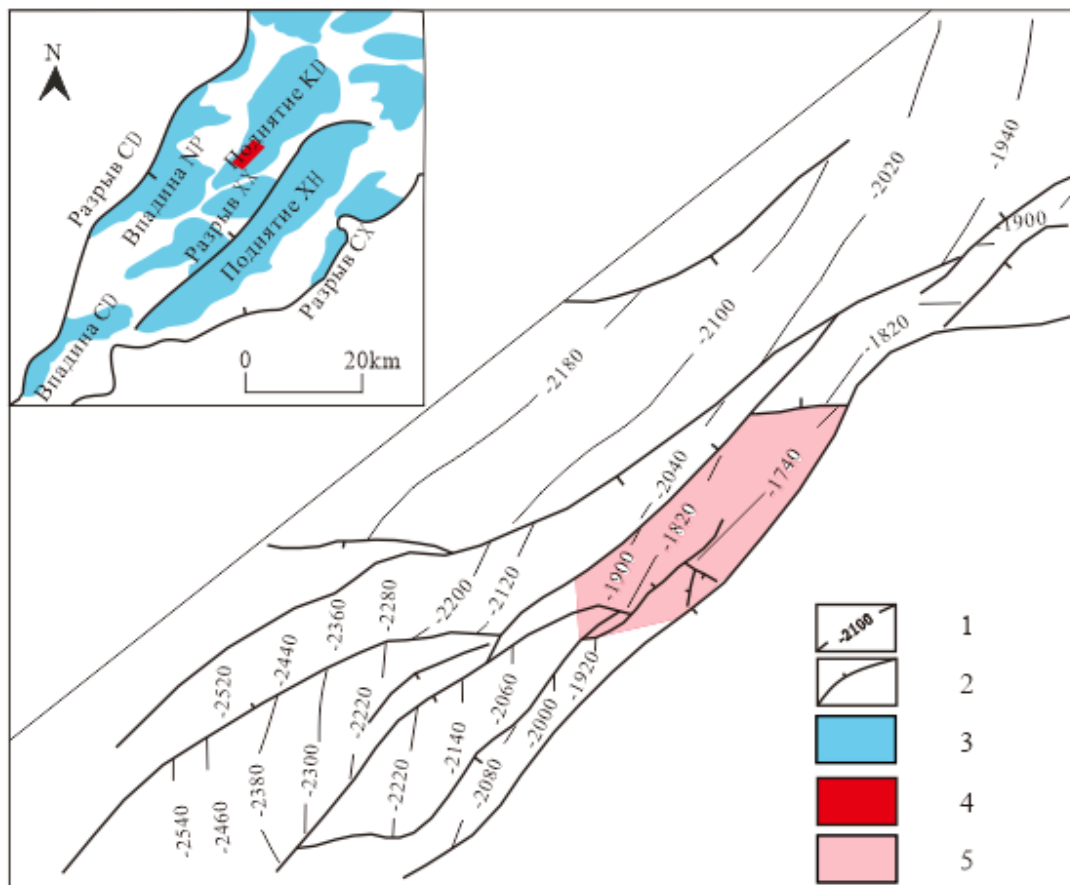


Рис. 1. Схема расположения тектонического массива 195

1 - структурная горизонталь, 2 - разрыв, 3 - тектоническая зона, 4 - месторождение Y, 5 - массив 195.

Подводный распределительный канал, как основное тело фронта дельты, представляет собой часть аллювиального берегового распределительного канала конуса выноса, вдающегося в котловину озера. Толщина подводного распределительного канала в районе исследований - относительно небольшая, канал сложен преимущественно средне-

мелкозернистым песчаником, вертикальный ритм - положительный, а его зернистость - относительно крупная, сортировка средняя. Внутри русла развита типичная косая слоистость, сопровождающаяся волнистой и массивной слоистостью. На дне канала отмечены размытая поверхность и гравий с примесью глинистых частиц. Подводный распределительный канал является среднепористым коллектором с высокой проницаемостью. Верхняя часть подводного распределительного канала представляет собой тонкозернистые отложения или межрусловые отложения аргиллитов (при ослаблении гидродинамики). Вертикальная взаимосвязь наложения сложная - на плоскости он лентовидно распространяется от области сноса к центру озерной котловины. Каротажная кривая имеет форму колокола или коробчатого колокола, а разность амплитуд между кривой микропотенциала и кривой микроградиента велика.

После выхода русла реки под воду, под воздействием озера, гидродинамическая сила ослабевает, и песчаное тело не откладывается внутри русла, а формируется перед руслом. Перед подводным распределительным каналом в исследуемом районе развиты устьевые крупные бары языковидной формы, часто сопровождаемые илистыми прослоями, а сверху часто залегают известняковые прослои, образованные совместным действием гравитационного потока, они в основном состоят из среднего и мелкого песчаника, а вертикально виден обратный ритм. По сравнению с подводным распределительным каналом размер зерна более мелкий, а сортировка - от лучшего к худшему, а в керне часто встречается неравномернозернистый песчаник. Типы слоистости в основном - массивная, перекрестная и параллельная. Кривая каротажа имеет форму воронки или прямоугольника, а разница амплитуд между кривой микропотенциала и кривой микроградиента - велика.

Пластовая песчаная залежь расположена перед устьевым баром, в дальнем конце передней части дельты конуса выноса. Литологический состав представлен мелкозернистыми песчаниками и алевролитами, общий вертикальный ритм - положительный или неочевидный, физические свойства - хорошие. Залежь характеризуется в основном горизонтальной, волнистой, ритмичной и массивной слоистостью и связана со среднепористым и среднепроницаемым коллектором. Кривая каротажа имеет форму зубчатого колокола, а разница амплитуд между кривой микропотенциала и кривой микроградиента невелика.

Литология залежи, расположенной между подводными каналами, представлена мелкими песчаниками и алевролитами, сортировка и окатанность - хорошие, вертикальный ритм - положительный или неочевидный. Развиты горизонтальная, массивная, ритмическая и волнистая слоистость. Кривая каротажа имеет форму зубчатого колокола и пальца, а разница амплитуд между кривой микропотенциала и кривой микроградиента невелика.

В настоящее время в Китае не существует стандартной схемы деления для классификации интерфейсов дельтовых коллекторов, большинство из которых основано на

схеме разделения блока архитектуры речных фаций [Miall, 1996; Wu, Ji, Yue, 2013]. Этот метод исследования, основанный на поверхностных обнажениях, не применим для данного района. Ссылаясь на идеи Miall A.D. [Miall, 1996] в сочетании с предыдущими схемами разделения и используя методы изучения секвенциальной стратиграфии с высоким разрешением, установлен набор схем разделения границы поверхности строения коллектора, который соответствует склону фронта дельты в изучаемой области (табл. 1).

Таблица 1

**Классификации поверхности строения коллектора дельты,
массив 195 на нефтяном месторождении Y**

Уровень поверхности строения коллектора в статье	Единица строения коллектора дельты	Единица строения речной фации	Уровень интерфейса архитектуры коллектора (по [Miall, 1996])
5	Наложённый дельта-комплекс	Группа каналов или группа палеоканалов	6
6	Осадочное тело дельты		
7	Комплекс синхронно-подводного канала (устьевого бара)	Крупно-пластовая песчаная залежь (комплексы заполнения каналов)	5
8	Осадочное тело одинарного подводного канала (устьевого бара)	Верхний интерфейс гигантской нижней формы	4
9	Внутреннее отложение	Массивная аккреционная поверхность в мегадне	3

В целевом слое массива 195 развиваются субфациальные отложения в передней части дельты конуса выноса, а в единственной скважине наблюдаются крупноsegmentные сложные ритмы (рис. 2).

Поверхность 7-го уровня строения коллектора является границей микрофациального комплекса, представляющего собой обводненный аргиллит в верхней части подводного распределительного канала и устьевого бара или поверхность размыва на дне. По керновым данным и анализу характеристик каротажной диаграммы, литология обводненных аргиллитов в основном представлена серыми аргиллитами и алевритистыми песчанистыми аргиллитами, в которых развита горизонтальная слоистость. Поверхность размыва канала на керне выражена в том, что песчаник средней крупности в верхней части внезапно переходит вниз в более мелкозернистые паводковые отложения, такие как аргиллиты и алевроаргиллиты. Каротажная диаграмма также показывает резкое изменение. В передней субфации дельты конуса выноса имеется микрофациальное сочетание подводного распределительного канала и устьевого бара, а поверхность между ними также является границей 7-го уровня строения коллектора.

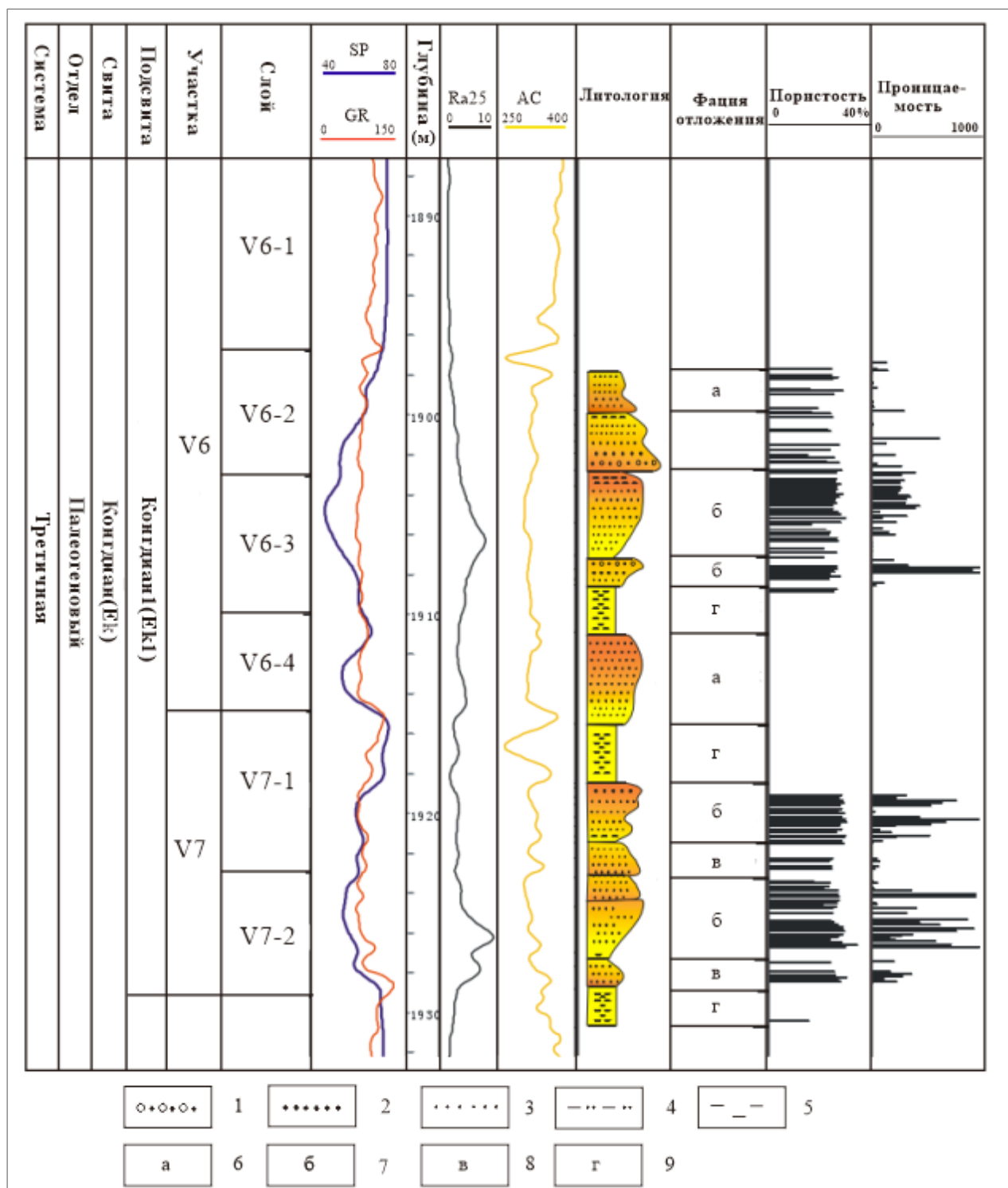


Рис. 2. Анализ и определение фации в скважине G50-4-4

1 - галечный мелкозернистый песчаник; 2 - мелкозернистый песчаник; 3 - алевролит; 4 - глинистый алевролит; 5 - аргиллит; 6 - отложения подводного канала; 7 - отложения устьевого бара; 8 - отложения пластовой залежи; 9 - отложения между подводными каналами.

Граница проявляется на каротажной диаграмме в виде положительного цикла в верхней части и обратного в нижней. Переходом между ними также является поверхность 7-го уровня строения коллектора. Поверхность 8-го уровня строения коллектора представляет собой верхнюю границу одиночного песчаного тела, а при дельтовых отложениях - это поверхность

между подводным распределительным каналом и устьевым баром, он является важным опознавательным знаком для разделения единственного пласта песка. Поверхность 9-го уровня строения коллектора представляет собой прослой внутри отложений одиночного канала или устьевого бара. Три типа прослоев, развитые на исследуемой территории, распространены в основном в песчаных телах устьевого бара большей мощности и менее развиты в песчаных телах подводного распределительного канала. Данные наблюдения являются признаком окончания многократного кратковременного внутреннего осадконакопления. Особенности развития песчаных тел в устьевом баре на изучаемой территории характеризуются многоэтапным развитием (1-4 стадии) с наложенным осадочным режимом.

В целевом пласте массива 195 имеется 247 скважин со средней сеткой 165 м, в том числе 18 из них охарактеризованы керновым материалом скважин. Проведен анализ каротажных кривых 120 скважин в районе исследований, и по данным керна обобщены идентификационные признаки одинарного подводного распределительного канала, одинарного устьевого бара и прослоя внутреннего отложения внутри устьевого бара.

Во время процесса осаднения подводного рукава изменения топографии и гидродинамических условий ведут к различию в высоте кровли. Разницы во времени образования двух подводных рукавов приводят к их разнице в высоте на профиле. Следовательно, разница высот расположения кровли является важным признаком для идентификации одиночного подводного канала.

Во время процесса осаднения подводного рукава изменения гидродинамических условий заставили отложенные одновременно песчаные тела подводного рукава мигрировать в периферийные части, что привело к боковому наложению, о чем свидетельствуют различия в кривых каротажа. Чем сильнее гидродинамическая сила, тем стабильнее осадочная среда и больше толщина песчаного тела, а также форма кривой СП приближается к прямоугольной форме. На краю подводного рукава гидродинамические условия - слабые, водная среда на перекрытии песчаных тел нескольких подводных рукавов - сложная, а кривая СП имеет зубовидную форму.

Толщина песчаного тела подводного рукава на профиле характеризуется увеличенной мощностью по краям, при этом в центре фиксируется сужение, а песчаные тела непрерывно распределены по скважинам, поэтому можно сделать вывод о том, что существует граница одинарного подводного рукава. Эта особенность может быть вызвана двумя причинами. Первая связана с тем, что два подводных рукава соприкасаются друг с другом по бокам, а тонкое песчаное тело соответствует краю подводного рукава. Вторая заключается в том, что более тонкое песчаное тело представляет собой небольшой подводный рукав, о чем может

свидетельствовать значительная разница в масштабе с рукавами, расположенными с обеих сторон. Таким образом, проявляется разница в толщине. В соответствии с размером и протяженностью подводного рукава в сочетании с характеристиками площадного распространения и профиля можно идентифицировать одиночный подводный рукав.

Гидродинамическая сила между краями двух одиночных подводных каналов во время осадконакопления часто ослабевала, и аргиллит или глинистый алевролит откладывался между подводными рукавами, тем самым разделяя подводный рукав.

Речной устьевой бар обычно состоит из двух частей: основная часть бара и край бара. Основная часть бара, имеющая большую толщину, воронкообразной формы, выделяемую на кривой каротажа. Из-за слабой осадочной гидродинамической силы, край бара имеет малую толщину, и его диапазон возврата кривой каротажа невелик. Края двух устьевых баров сращены друг с другом, образуя комплекс устьевого бара с плохой сообщаемостью. Следовательно, более тонкий край бара можно использовать в качестве пограничного опознавательного знака двух одиночных устьевых баров.

Два одиночных устьевых бара расположены далеко друг от друга, и края баров не соединены друг с другом, между барами развиты глинистые отложения. Отложения аргиллитов между барами при этом могут использоваться как знак для идентификации одиночного устьевого бара.

В разных регионах закономерности формирования прослоев внутри одинарного песчаного тела на склоне фронта дельты отличаются друг от друга. Среди них мощность подводного распределительного канала невелика, а внутренний прослой - почти не развит, сама же прослойка в основном отмечена внутри устьевого бара. В сочетании с данными керна и кривыми каротажа на исследуемой территории выделяются три типа прослоев: глинистый, представленный прослоями аргиллитов, слабопроницаемый терригенный и известковый. Прослой аргиллитов наиболее распространенный тип в песчаном теле дельты, основной причиной его формирования является изменение уровня озера. Во время кратковременного подъема уровня озера гидродинамическая сила ослабевала, образовались мелкозернистые глинистые отложения и прослой аргиллитов. Коллекторские свойства слабопроницаемых терригенных прослоев не достигли нижнего предела физических свойств эффективного песчаного слоя, который может позволить протекать флюиду, и он обычно показывает неравномерную нефтеносность в керне. Причина образования известковых прослоев на исследуемой территории может быть связана, во-первых, с тем, что на ранней стадии отложения уровень озера снизился, водоем уменьшился, а соленость воды в озере увеличилась, в результате чего соль и другие минералы в озерной воде продолжали концентрироваться. Во-вторых, на контактной поверхности между песчаником и аргиллитом

за счет обогащения иона кальция в аргиллите во время диагенеза образовался известковый цемент.

Поверхности песчаных тел резервуаров изучены на обнажениях и по данным керна, являются наиболее корректными по сравнению с теми, которые обоснованы только циклами электрической кривой [Guo, Jia, He, 2007; Jia, He, He, 2003]. Следовательно, необходимо создать базу геологических данных по фактическим обнажениям для количественной характеристики единиц конфигурации коллектора. Используя отличительные особенности каротажа в плотной зоне скважины и фактические данные изучения обнажения, корректируются результаты характеристик и строения коллектора, расположенного на глубине.

В качестве прототипа месторождения для создания базы геологических данных выбраны отложения дельты формации Сигуаюань в бассейне Луанпин. Оба бассейна представляют собой мелководные крупнозернистые дельтовые отложения вблизи источника, контролируемые граничными сингенетическими разломами, с аналогичными осадочными системами и схожим типом осадочных микрофаций. В данной работе проанализированы 6 однослойных конфигурационных единиц подслоев V₆ и V₇ в массиве 195 (табл. 2 и 3) и получена относительно надежная формула прогноза для единицы конфигурации коллектора склона фронта дельты (рис. 3).

Таблица 2

Результаты интерпретации единственного распределительного канала в массиве 195

Одно-слой	Кол.	Ширина (м)	Сред. ширина (м)	Мощность (м)	Сред. Мощность (м)	Ширина/мощность
V ₆₋₁	5	50-150	125,6	1-3,5	1,80	69,4
V ₆₋₂	5	100-410	200,3	1,2-5,6	2,80	71,4
V ₆₋₃	7	80-450	225,5	1,5-6	3,2	70,3
V ₆₋₄	6	70-420	185	1,2-7	3,0	61,6
V ₇₋₁	10	50-330	150	1,3-6	2,8	53,6
V ₇₋₂	6	50-230	136,5	1-5	2,20	62,0

Таблица 3

Результаты интерпретации единственного устьевго бара в массиве 195

Одно-слой	Кол.	Ширина (м)	Сред. ширина (м)	Мощность (м)	Сред. Мощность (м)	Ширина/мощность
V ₆₋₁	3	105-210	185,3	1,1-3,5	2,98	62,1
V ₆₋₂	6	195-390	265,7	1,3-5,3	3,36	78,8
V ₆₋₃	3	100-340	265,3	1,1-3,6	2,98	85,9
V ₆₋₄	5	180-360	245,5	1,2-6,3	3,36	72,9
V ₇₋₁	4	160-330	230,6	1,3-7,5	3,65	63,2
V ₇₋₂	5	200-350	280,7	1-6,5	4,02	70,3

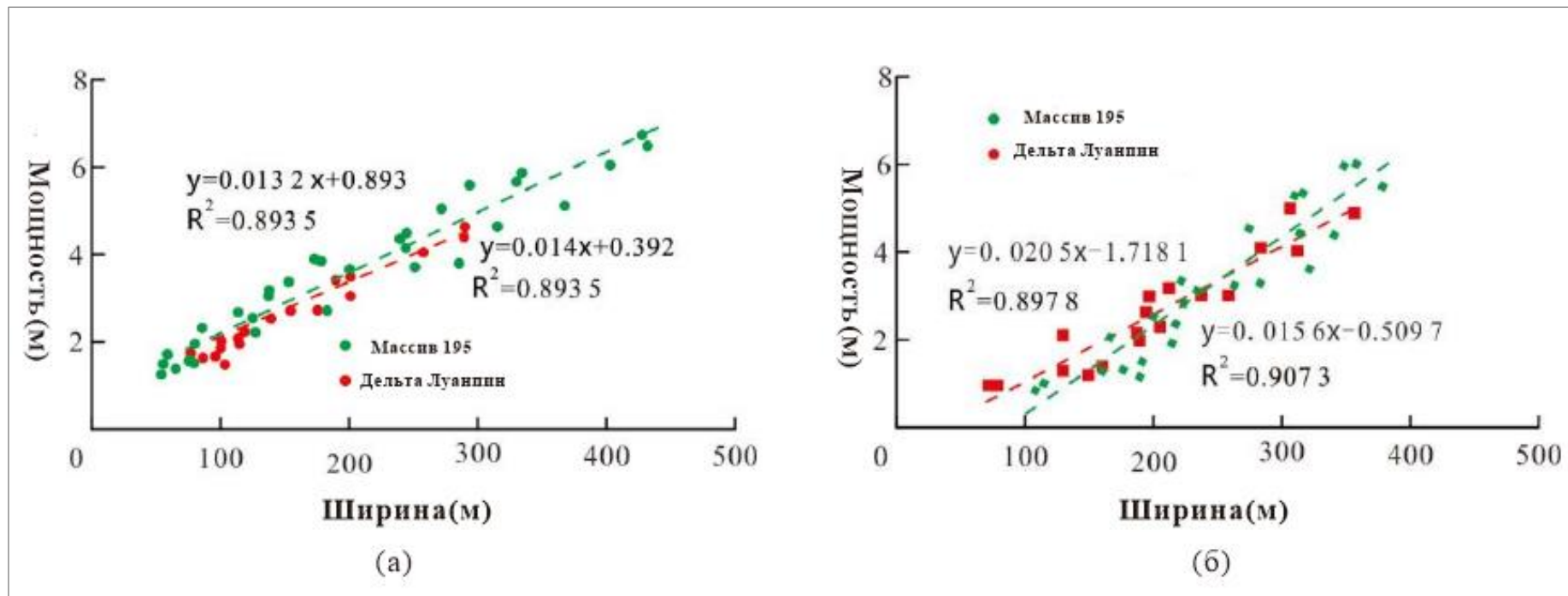


Рис. 3. Количественный прогноз подводного распределительного канала и устьевой бара
а - подводный распределительный канал, б - устьевой бар.

Количественная характеристика конфигурации внутренних песчаных тел основывается на определении их верхней и нижней поверхностях, а также расчета угла наклона, по которым возможно предположить объемы внутренних тел. Объем внутренних песчаных тел в устьевом баре невелик, его трудно выделить на каротажной кривой, латеральное продолжение также сложно проследить, поэтому исследования по прогнозу его размеров следует совмещать с данными по обнажению. В одном устьевом баре на склоне фронта дельты массива 195 выявлены четыре внутренних песчаных тела, которые развивались субгоризонтально с параллельным напластованием, ориентированным вдоль источника сноса (рис. 4).

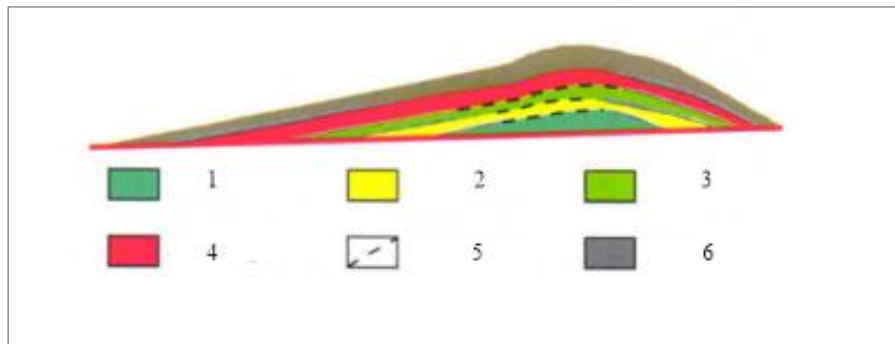


Рис. 4. Модель развития устьевого бара

1 - 4 - внутренние песчаные тела, 5 - внутренняя граница раздела прослоев (9 уровень), 6 - прослой.

Рассчитать угол падения прослоя, наклоненного к котловине озера, возможно при использовании профилей парных скважин одиночного устьевого бара в направлении сноса [Wen, Wu, Wang, 2001, Zhou, Gao, Tian, 2010]. В данной работе скважины G51-4 и G50-4-1 выбраны для расчета угла падения прослоя (рис. 5), расстояние между двумя скважинами - 53 м, перепад высот между прослоем и поверхностью дна - 2,5 м, а рассчитанный угол падения - $2,7^\circ$. По результатам идентификации одинарных скважин на всей исследуемой территории мощность одинарных внутренних песчаных тел составляет 0,5-4 м, а расчетная ширина - 8,3-165,9 м. Размер одинарных внутренних песчаных тел контролируется формой дна устьевого бара. По основе фрактальной геометрии размер внутренних песчаных тел имеет схожую закономерность с устьевым баром, следовательно, их длина варьирует от 15,2 до 315,4 м.

Ранее считалось, что формирование остаточной нефти контролируется седиментацией, прослоем и внутренней структурой песчаного тела [Wang, Hou, Liu, 2017; Xia, Wu, Feng, 2015]. В январе 2018 г. в массиве 195 пробурено 12 новых уплотняющих скважин, по их данным проанализирована ситуация обводненности подпластов V_6 и V_7 и установлен профиль нагнетания-добычи для каждой новой скважины, в сочетании с обводненностью и конфигурацией внутренних песчаных тел, что позволило обобщить закономерности распределения остаточной нефти на склоне фронта дельты (рис. 6).

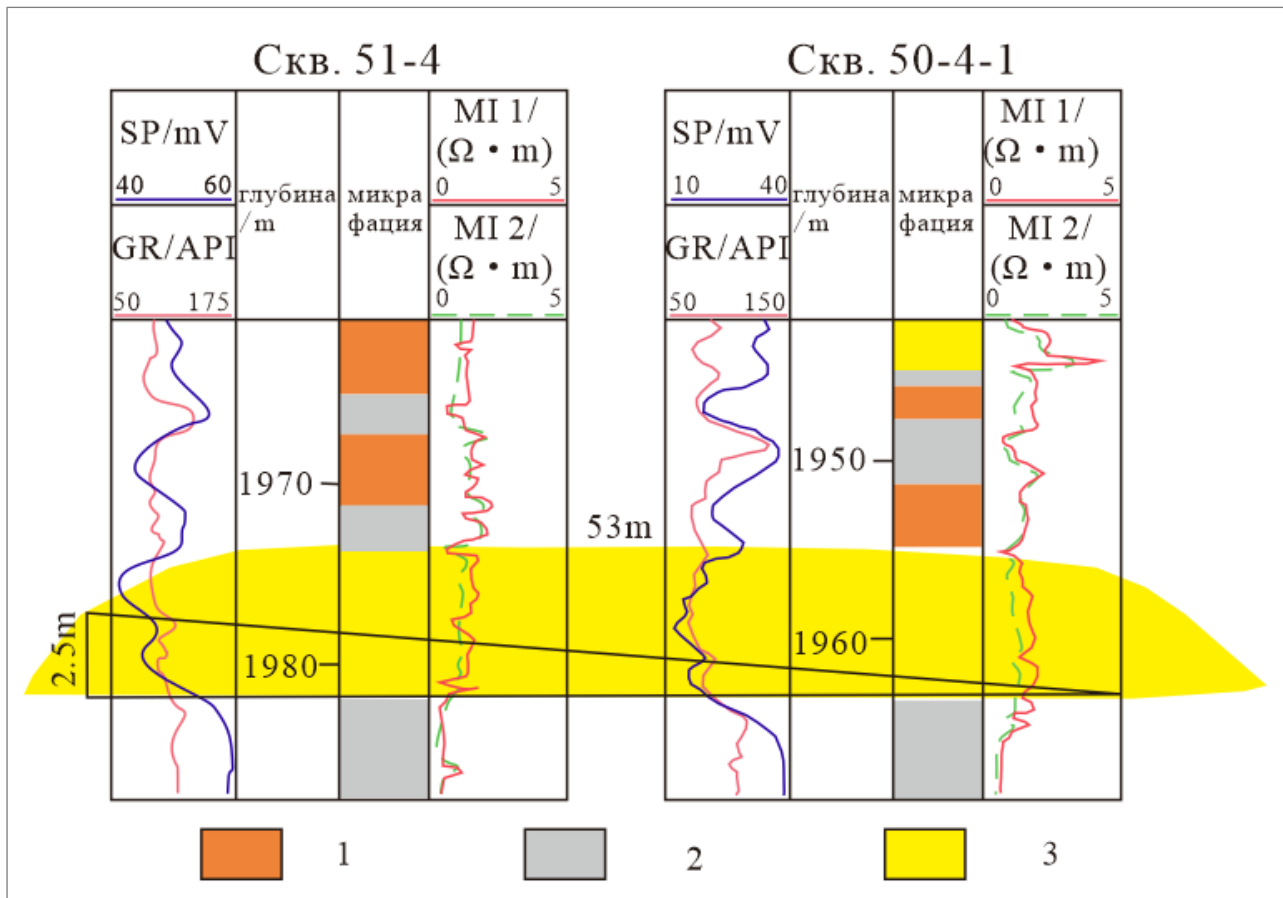


Рис. 5. Модель расчета межпластового уклона между скважинами 51-4 и 50-4-1 в массиве 195
 Отложения: 1 - подводного канала, 2 - устьевого бара, 3 - между каналами.

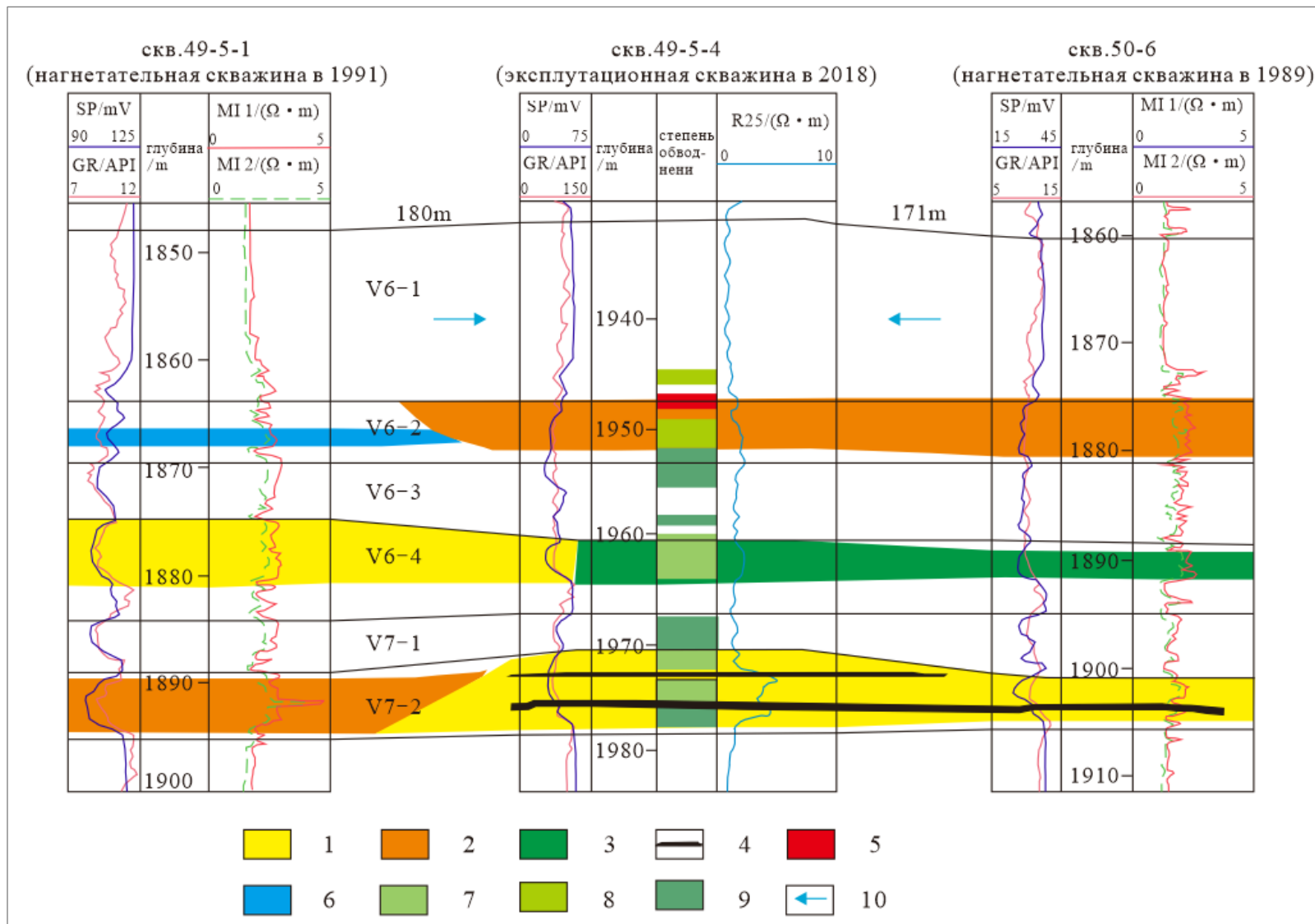


Рис. 6. Профиль приемистости при закачивании воды (скв. 49-5-1-скв. 49-5-4-скв. 50-6)

1 - устьевой бар; 2 - подводный канал; 3 - край устьевого бара; 4 - прослой внутри песчаного тела; 5 - нефтяной пласт; 6 - водный слой; обводнение: 7 - слабое, 8 - среднее, 9 - сильное; 10 - направление нагнетания воды.

Из-за влияния ритмов осадконакопления песчаные тела одиночного происхождения на краю бара маломощны и имеют низкие коллекторские свойства, а, следовательно, нагнетаемая в пласт вода с нефтью практически труднодоступна. Подводные распределительные каналы развиты в положительном ритме, то есть проницаемость пластов снизу наверх уменьшается, поэтому за счет влияния гравитации и осадочного ритма нефть в нефтеносном пласте в верхней части канала имеет одинаковое направление заводнения и течет вниз по высокопроницаемому проходу по дну канала так, что остатки нефти не могут быть вытеснены, вместо этого они становятся остаточной нефтью.

Развитие прослоев влияет на распределение остаточной нефти в районе исследования, так как песчаные тела, разделенные прослоями, имеют разную степень обводненности. Осадочный ритм речного устьевого бара сложен, и распределение остаточной нефти необходимо анализировать с определенным осадочным ритмом. Во-первых, основное тело бара представляет собой единый антиритм, соответственно проницаемость снизу вверх увеличивается, и при отсутствии внутри прослоев, при совместном действии ритма и силы тяжести нагнетаемая вода распределяется более равномерно и не формирует остаточную нефть. Во-вторых, когда основное тело бара имеет инверсионно-однородный сложный ритм, где имеется прослойка, при однородной проницаемости в верхней части легко обводняется, а реверсивный ритм в нижней части прослоя образует остаточную нефть. В-третьих, при сочетании инверсно-положительного и однородного ритмов существенной разницы в фильтрационном потенциале между верхней и нижней частями устьевого бара нет, нагнетаемая вода действует под влиянием силы тяжести, и происходит заводнение в нижней части пропластка и дна песчаного тела, а остатки нефти остаются в верхней части прослоя (рис. 7). Элементы коллектора склона фронта дельты массива 195 включают подводные распределительные каналы, устьевые бары, пластовые песчаные залежи и залежи между подводными распределительными каналами. Проведено выделение подводных распределительных каналов, устьевых баров и песчаных тел в пределах устьевых баров. Авторы взяли за исследовательскую единицу один слой песчаника, используя результаты изучения обнажений в бассейне Луаньпин для выполнения подбора данных, и получили формулу прогноза для количественной характеристики подводного распределительного канала и устьевого бара в районе исследования. Рассчитан угол прослойки внутри устьевого бара и спрогнозирован размер песчаных тел в пределах устьевых баров. Обобщены два режима, контролирующие остаточную нефть в коллекторах дельты. Установлено, что остаточная нефть, контролируемая одиночным песчаным телом, сосредоточена на краю бара и кровле песчаного тела. Распределение остаточной нефти под контролем прослоя внутри песчаных тел в баре зависит от комбинации осадочных ритмов основной части устьевого бара.

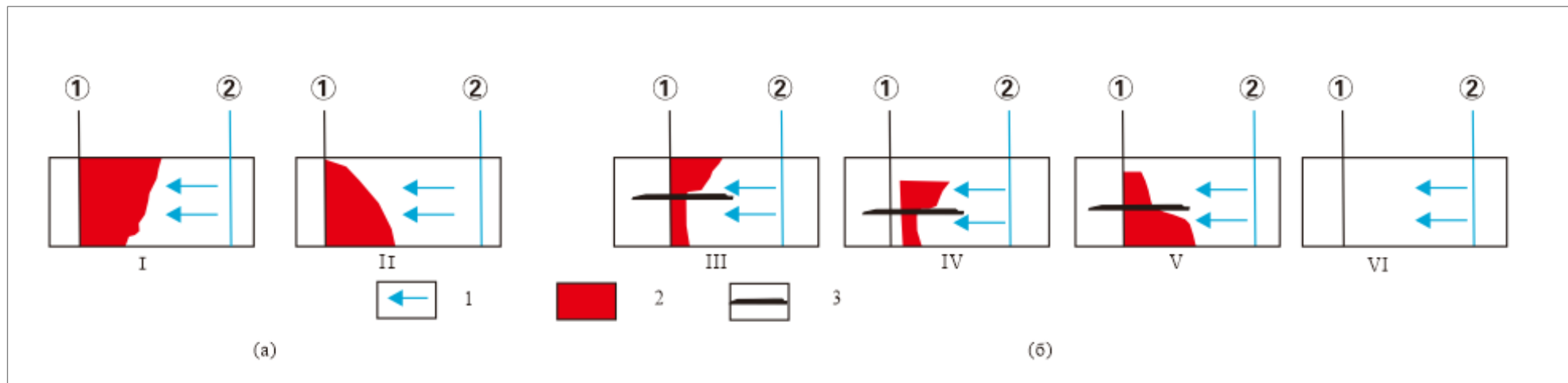


Рис. 7. Модель закономерности распределения остаточной нефти в дельтовых коллекторах в массиве 195

a - закономерность распределения остаточной нефти под контролем песчаного тела без прослоя; *б* - закономерность распределения остаточной нефти под контролем прослоя. *I* - положительный осадочный ритм (проницаемость снизу вверх уменьшается); *II* - антиритм (проницаемость снизу вверх увеличивается); *III* - однородный ритм (проницаемость снизу вверх не меняется); *IV* - анти-положительный ритм; *V* - анти-однородный ритм; *VI* - антиритм; 1 - направление нагнетания воды; 2 - нефть, 3 - прослой внутри песчаного тела; (1) - эксплуатационная скважина; (2) - нагнетательная скважина.

Литература

Chen C., Sun Y., Jia A. Development and application of geological knowledge database for fan-delta front in the dense spacing area. *ActaPetroleiSinica*, 2006, 27(2), pp. 53-57.

Guo J., Jia A., He D. Sequence stratigraphy of upper Jurassic-Lower Cretaceous fan-delta outcrops in Luan-ping. *Geology in China*, 2007, 34(4), pp. 628-635.

Jia A., He D., He W. Application of outcrop geological knowledge database to prediction of inter well reservoir in oilfield. *ActaPetrolei Sinica*, 2003, 24(6), pp. 51-53.

Liu Y., Hou J., Wang L. Architecture analysis of braided river reservoir. *Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science*, 2009, 33(1), pp. 7-11.

Miall A.D. Geology of fluvial deposits: Sedimentary facies, basin analysis and petroleum geology. New York: Springer-Verlag, 1996, pp. 57-98.

Wang X., Hou J., Liu Y. Studying reservoir heterogeneity by analytic hierarchy process and fuzzy logic, case study of Es1x formation of the Wangguantun oilfield, China. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 2017, 156(6), pp. 858-867.

Wen L., Wu S., Wang Y. An accurate method for anatomizing architecture of subsurface reservoir in mouth bar of fluvial dominated delta. *Journal of Central South University: Science and Technology*, 2001, 42(4), pp.1072-1078

Wu S., Ji Y., Yue D. Discussion on hierarchical scheme of architectural units in clastic deposits. *Geological Journal of China Universities*, 2013, 19(1), pp. 12-22.

Xia Q., Wu S., Feng W. Remaining oil distribution patterns controlled by mouthbar reservoir architecture. *Complex Hydrocarbon Reservoirs*, 2015, 8(2), pp. 41-45.

Xie J., Hu W., Chen S. Reservoir architectural analysis of the braided fluvial delta of the lower oil layer in the 1st block of Tahe oil field. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2017, 24(5), pp. 46-52.

Xu A., Mu L., Qiu Y. Distribution pattern of OOIP and remaining mobile oil CM (83mm) in different types of sedimentary of China. *Petroleum Exploration and Development*, 1998, 25(5), pp. 41-44.

Yan B., Zhang X., Yu L. Point bar configuration and residual oil analysis based on core and dense well pattern. *Petroleum Exploration and Development*, 2014, 41(5), pp. 597-604.

Zhou X., Gao X., Tian C. Quantitative description of internal architecture in point bar of meandering river. *Natural Gas Geoscience*, 2010, 21(3), pp. 421-426.

Afanas'eva M.A., Chzhan Ee

Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russia, anticline@mail.ru, 2017zyy@gmail.com

STEADINESS OF THE DISTRIBUTION OF RESIDUAL OIL IN THE DELTA SEQUENCES OF THE PALEOGENE SYSTEM OF THE BOHAI BAY BASIN

The deltas developed widely in several faulted basins in China. As a kind of important oil and gas reservoir, it is very necessary to make clear the internal architecture for prediction of the residual oil distribution in the late period of oilfield development. Therefore taking the 5th oil productive level of Kongdian Formation in the faulted block 195 of Y oil field as an example the reservoir architecture of delta front was characterized quantitatively based on core data well logs and production data. The main reservoir architecture elements off an delta front consists of distributary channel, estuary sandbar, sheet sand and inter channel. The division scheme was established for the division of reservoir architecture of delta front into different levels and the markers was defined for the identification of distributary channel estuary sandbar and inner accretion body in estuary sandbar. Taking single sandbody as a unit data being acquired from field outcrop defined as delta in the Xiguayuan Formation of Luanping Basin were matched to derive a formula for quantitative characterization of distributary channel and estuary sandbar, calculation of the dip of interbed innerestuary sandbar and prediction of the development of inner accretion body. The residual oil controlled by a single genetic sand body distributes at the top of the margin of sandbars and channels and the distribution of residual oil controlled by the interlayer should be analyzed according to the specific rhythm of the sandbar.

Keywords: delta sequence, hydrocarbon reservoir, Paleogene, distribution of the residual oil, Bohai Bay basin, China.

References

Chen C., Sun Y., Jia A. Development and application of geological knowledge database for fan-delta front in the dense spacing area. *ActaPetroleiSinica*, 2006, 27(2), pp. 53-57.

Guo J., Jia A., He D. Sequence stratigraphy of upper Jurassic-Lower Cretaceous fan-delta outcrops in Luan-ping. *Geology in China*, 2007, 34(4), pp. 628-635.

Jia A., He D., He W. Application of outcrop geological knowledge database to prediction of inter well reservoir in oilfield. *ActaPetrolei Sinica*, 2003, 24(6), pp. 51-53.

Liu Y., Hou J., Wang L. Architecture analysis of braided river reservoir. *Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science*, 2009, 33(1), pp. 7-11.

Miall A.D. *Geology of fluvial deposits: Sedimentary facies, basin analysis and petroleum geology*. New York: Springer-Verlag, 1996, pp. 57-98.

Wang X., Hou J., Liu Y. Studying reservoir heterogeneity by analytic hierarchy process and fuzzy logic, case study of Es1x formation of the Wangguantun oilfield, China. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 2017, 156(6), pp. 858-867.

Wen L., Wu S., Wang Y. An accurate method for anatomizing architecture of subsurface reservoir in mouth bar of fluvial dominated delta. *Journal of Central South University: Science and Technology*, 2001, 42(4), pp.1072-1078

Wu S., Ji Y., Yue D. Discussion on hierarchical scheme of architectural units in clastic deposits. *Geological Journal of China Universities*, 2013, 19(1), pp. 12-22.

Xia Q., Wu S., Feng W. Remaining oil distribution patterns controlled by mouthbar reservoir architecture. *Complex Hydrocarbon Reservoirs*, 2015, 8(2), pp. 41-45.

Xie J., Hu W., Chen S. Reservoir architectural analysis of the braided fluvial delta of the lower oil layer in the 1st block of Tahe oil field. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2017, 24(5), pp. 46-52.

Xu A., Mu L., Qiu Y. Distribution pattern of OOIP and remaining mobile oil CM (83mm) in

different types of sedimentary of China. Petroleum Exploration and Development, 1998, 25(5), pp. 41-44.

Yan B., Zhang X., Yu L. Point bar configuration and residual oil analysis based on core and dense well patern. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(5), pp. 597-604.

Zhou X., Gao X., Tian C. Quantitative description of internal architecture in point bar of meandering river. Natural Gas Geoscience, 2010, 21(3), pp. 421-426.

© Афанасьева М.А., Чжан Её, 2022

