

КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ АНАЛИЗА СЕКВЕНС-СТРАТИГРАФИЧЕСКОЙ И ДИНАМИКО-ФЛЮИДНОЙ МОДЕЛЕЙ СРЕДЫ НА ПРИМЕРЕ ОДНОГО ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ САХАЛИНСКОГО ШЕЛЬФА

© 2012 г. С. А. Коротков

По мере истощения простых ловушек нефти и газа дальнейшее развитие нефтегазовой геологии связано как с изменением подходов к научно-методическому прогнозу, так и с созданием новой парадигмы поисков углеводородов [1, 6]. При переходе к нетрадиционным резервуарам становится очевидным, что существующий подход нуждается в усовершенствовании, а, возможно, и в замене. Для решения этой задачи автором предлагается комплексное использование результатов анализа одного из месторождений Сахалинского шельфа с позиций секвенс-стратиграфии и динамико-флюидной модели среды.

В последние десятилетия на фоне бурного роста исследовательских технологий, способствовавших прогрессу в понимании геолого-исторической сущности элементов осадочных толщ, особую важность приобретают достижения секвенс-стратиграфии. В той или иной мере методические приемы этой научной дисциплины давно и успешно применяются при циклостратиграфическом расчленении осадочных толщ [2]. Основной единицей секвенс-стратиграфии является секвенс (секвенция), впервые выделенный и определенный Слоссом в 1963 г. [9] как “относительно согласная последовательность генетически связанных слоев, ограниченная несогласиями и коррелирующимися с ними согласными поверхностями”. Основное секвенс-стратиграфическое подразделение – парасеквенс – состоит из определенного набора фаций, сменяющих друг друга по простирацию и в разрезе в соответствии с законом Вальтера [2]. Набор фаций, представляющий вертикальную последовательность парасеквенса, будет начинаться с относительно глубоководных и заканчиваться мелководными (прибрежными) отложениями. Секвенсы также состоят из системных трактов, соответствующих сейсмостратиграфическим подразделениям Стратиграфического кодекса [5]. Термин “системный” тракт был определен Брауном и Фишером (1977) как “совокупность одновозрастных осадочных систем, под которой понимается объемная модель литофаций, генетически связанных с активными (современными) или пассивными (древними) процессами и обстановками” [7]. В пределах любого цикла изменения уровня моря выделяются три системных тракта: тракт низкого стояния относи-

тельного уровня моря (Lowstand system tract – LST), трансгрессивный системный тракт (Transgressive system tract – TST) и тракт высокого стояния уровня моря (Highstand system tract – HST). Секвенс-стратиграфия использует весь комплекс лито- и биостратиграфических данных, результатов сейсморазведки, геофизических исследований скважин (ГИС), палеонтологических материалов [8, 9].

Согласно работам [1, 6], строение осадочной толщи отражено в геометрии отражающих горизонтов, характере их прослеживаемости и рисунке сейсмической записи. Сейсмические горизонты на разрезах отображают возрастные поверхности раздела, указывают положение структурных и стратиграфических несогласий в осадочной толще, в том числе некоторых скрытых перерывов осадконакопления и поверхностей размыва [7]. Тем самым отражающие горизонты преимущественно фиксируют в разрезе границы отдельных циклов изменения условий осадкообразования. На сейсмических профилях на каждой из границ секвенсов при переходе от трансгрессивной серии нижележащего секвенса к регрессивной серии вышележащего происходит уменьшение интенсивности отражений при уменьшении общей контрастности. Также границу цикла можно определить по эрозионной поверхности. В работе [8] предложена схема интерпретации трендов каротажных диаграмм с позиций секвенс-стратиграфии. Основными методами ГИС, используемыми при секвенс-стратиграфическом анализе, являются потенциал собственной поляризации (ПС) и гамма-каротаж (ГК), поскольку на диаграммах этих методов более четко определяются границы секвенсов и системных трактов. Границы секвенсов проводятся по минимумам на диаграммах ПС и ГК и по максимумам – на диаграммах кажущегося сопротивления (КС). Каждый тракт представлен определенным набором обстановок осадконакопления, а их границы отмечаются в точках смены тренда каротажных кривых. Для трактов низкого и высокого стояния относительного уровня моря (ОУМ) характерно уменьшение зернистости вверх по разрезу, для трансгрессивного тракта – увеличение.

В 80-х гг. XX в. Б.А. Соколовым была сформулирована концепция флюидодинамического генезиса нефтегазовых месторождений, основанная на двух

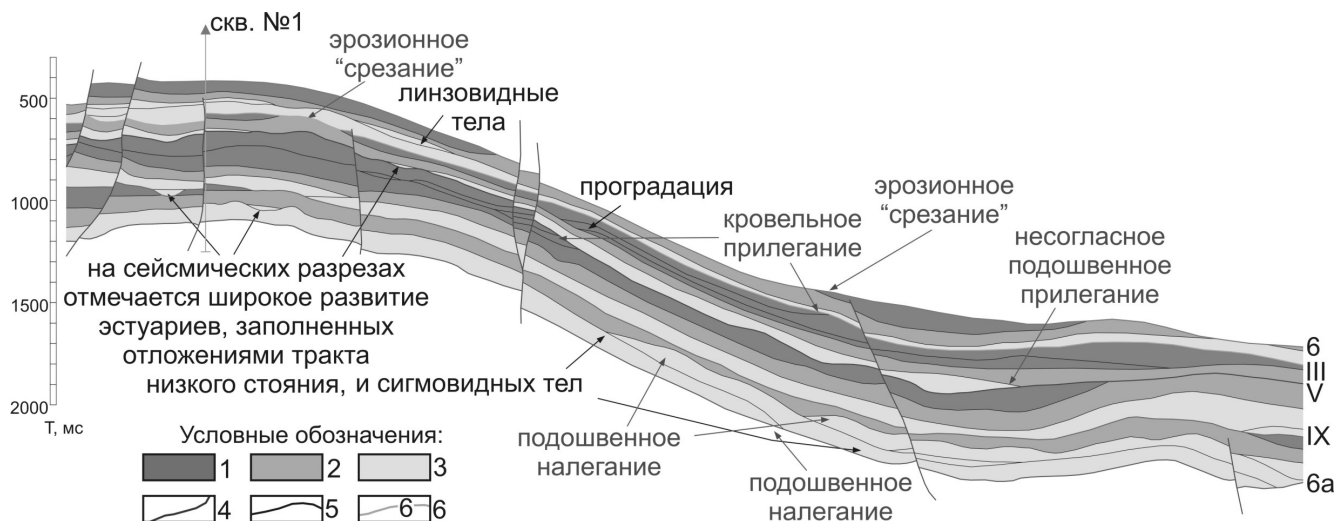


Рис. 1. Элементы секвенсов и типы несогласий, характеризующих взаимоотношение слоев дагинской свиты.

1 – тракт высокого стояния уровня моря (HST), 2 – трансгрессивный системный тракт (TST), 3 – тракт низкого стояния уровня моря (LST), 4 – тектонические нарушения, 5 – границы парасеквенсов, 6 – границы секвенсов (отражающие горизонты).

процессах: 1) современной блоковой геодинамике в системе “осадочный чехол-фундамент” и 2) флюидных потоках [4].

Совместно эти два процесса обеспечивают необходимый тепловой обмен между различными интервалами осадочного бассейна в непрерывном режиме дефлюидизации фундамента. В результате формируется цепочка: миграция нагретой флюидной смеси – генерация углеводородных растворов в нефтегазоматеринских породах – миграция углеводородных растворов – аккумуляция. Флюидодинамическая концепция нефтегазообразования находит подтверждение в результатах применения динамико-флюидной модели (ДФМ) среды. В.Б. Писецким предложена дискретная модель среды, в которой рассматривается организованное множество блоков различного порядка, образовавшихся в результате закономерного процесса разрушения среды с предварительной системой дефектов структуры, заложенной на временных границах седиментационных циклов и событий [3]. Образно выражаясь, осадочный чехол “запоминает” не только структурные и вещественные параметры прошедших седиментационных циклов и событий, но и их временные границы, именуемые хроностратиграфическими горизонтами. Границы секвенсы, согласно выше приведенному определению, соответствуют именно этим горизонтам.

В соответствии с вышесказанным были выделены секвенсы в дагинской толще с использованием скважинных и сейсмических данных по одному из месторождений на шельфе Северо-Восточного Сахалина. Следует отметить, что тектонический фактор в пределах рассматриваемой структуры наряду с литологическим играет существенную роль в процессах нефтегазонакопления. Стратиграфическая

индексация сейсмических границ в пределах месторождения проведена путем непосредственной привязки к разрезам скважин и комплексного анализа скважинной и сейсмической информации. Пример выделения секвенсов и системных трактов на сейсмических разрезах и на каротажных диаграммах приведен, соответственно, на рис. 1 и 2. В Дагинском районе, в котором расположено месторождение, отмечается пять подгоризнтов. Опорный сейсмогоризонт 6а соответствует внутримiocеновому зональному несогласию и является поверхностью несогласного прилегания различных проградационных парасеквенсов к отложениям уйнинской толщи. Сейсмический горизонт 6, разделяющий окобыкайскую и дагинскую свиты, относится к внутрисреднеiocеновому региональному несогласию (предокобыкайскому перерыву) и разделяет горизонты с различной структурно-вещественной характеристикой. Поверхность дагинской толщи зачастую имеет сложную ступенчато-блоковую структуру за счет конседиментационного формирования низов окобыкайской свиты [6].

На рис. 2 приведен пример секвенс-стратиграфического анализа по данным каротажа. На каротажных кривых напротив каждого тракта стрелкой показан характер колебаний ОУМ – подъем или падение (ретроградация или проградация) и соответствующие им наборы парасеквенсов. Уменьшение мощностей парасеквенсов вверх по разрезу объясняется уменьшением скорости относительного поднятия уровня моря и/или увеличением скорости привноса осадочного материала (сдвигом области максимальной седиментации в сторону моря). Сохранение мощностей трактуется как сохранение динамического равновесия между этими двумя факторами, а увеличение вверх по разрезу мощ-

сква. №2

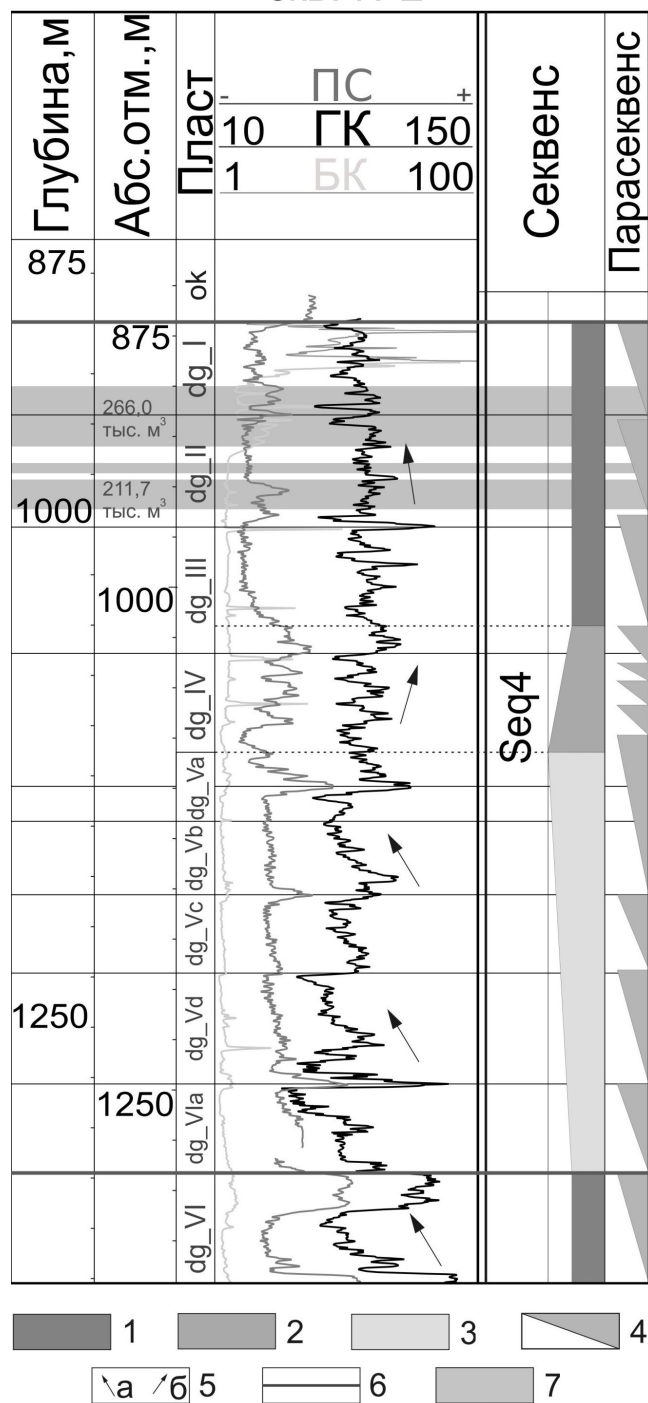


Рис. 2. Пример выделения секвенсов на каротажной диаграмме.

1 – тракт высокого стояния уровня моря (HST),
 2 – трансгрессивный системный тракт (TST), 3 – тракт низкого стояния уровня моря (LST), 4 – парасеквенс,
 5 – эвстатические колебания уровня моря (а – регрессия, б – трансгрессия), 6 – граница системного тракта,
 7 – интервал испытания.

ностей – доминированием относительного роста уровня моря. Следует отметить, что в приведенном

примере продуктивный интервал вскрыт в отложениях тракта высокого стояния, что является не самым распространенным случаем. Всего в составе дагинской свиты выделено четыре секвенса. Первый представлен крупным осадочным телом, имеющим форму клина, сравнительно высокого стояния уровня моря. Мощность его изменяется от 241 м до 318 м. Второй секвенс состоит из трех частей, представленных на сейсмических разрезах сигмовидными отражениями, представленных отложениями с кровельным и подошвенным прилеганием. В целом этот секвенс имеет чечевицеобразную форму с максимальной толщиной 440 м. В третьем секвенсе мощностью до 244 м достаточно хорошо выражены тракты низкого и высокого стояния ОУМ. Четвертый секвенс завершает проградационную серию отложений и представлен в основном трактами LST и TST. Мощность цикла достигает 436 м. Внутреннее строение дагинского горизонта рассматриваемого месторождения подтверждает предположение о проградации дельты и переходе континентальных отложений в морские [6], о чем свидетельствует широкое распространение палеорусел, заполненных отложениями тракта низкого стояния, и сигмовидных тел. Наличие ловушек углеводородов можно предполагать в низкоуровневых трактах на восточном и западном крыльях в присводовых частях месторождения, где на разрезах отмечаются линзовидные песчаные тела, ограниченные отложениями высокоуровневых трактов, а также эстуарии рек, имеющие характерную серповидную форму.

Всего по рассматриваемому месторождению было построено двенадцать ДФМ-разрезов (6 широтных и 6 меридиональных). На широтных профилях (xline) выделяются четыре блока, между которыми можно провести осредняющие границы (зоны разуплотнения). На меридиональных профилях (yline) выделяются пять блоков, характеризующихся различным напряженным состоянием. В целом, наиболее напряженным является западное крыло, а восточное характеризуется пониженными значениями коэффициента Пуассона. Северные и южный блоки также характеризуются повышенными значениями напряжения. По-видимому, эту особенность можно объяснить тем фактом, что структура представляет собой результат правого взбросо-сдвига.

Динамико-флюидная модель месторождения Дружное подтверждает деление разреза кайнозоя Сахалинского региона на ряд крупных седиментационных комплексов (мегасеквенсов), обособленных региональными несогласиями и образующих самостоятельные структурно-стратиграфические комплексы (рис. 3). Эти мегасеквенсы соответствуют нефтегазоносным комплексам Сахалинского региона [6]. Каждый мегасеквенс делится на блоки системами вертикальных трещин, по которым можно провести “осредняющие” грани-

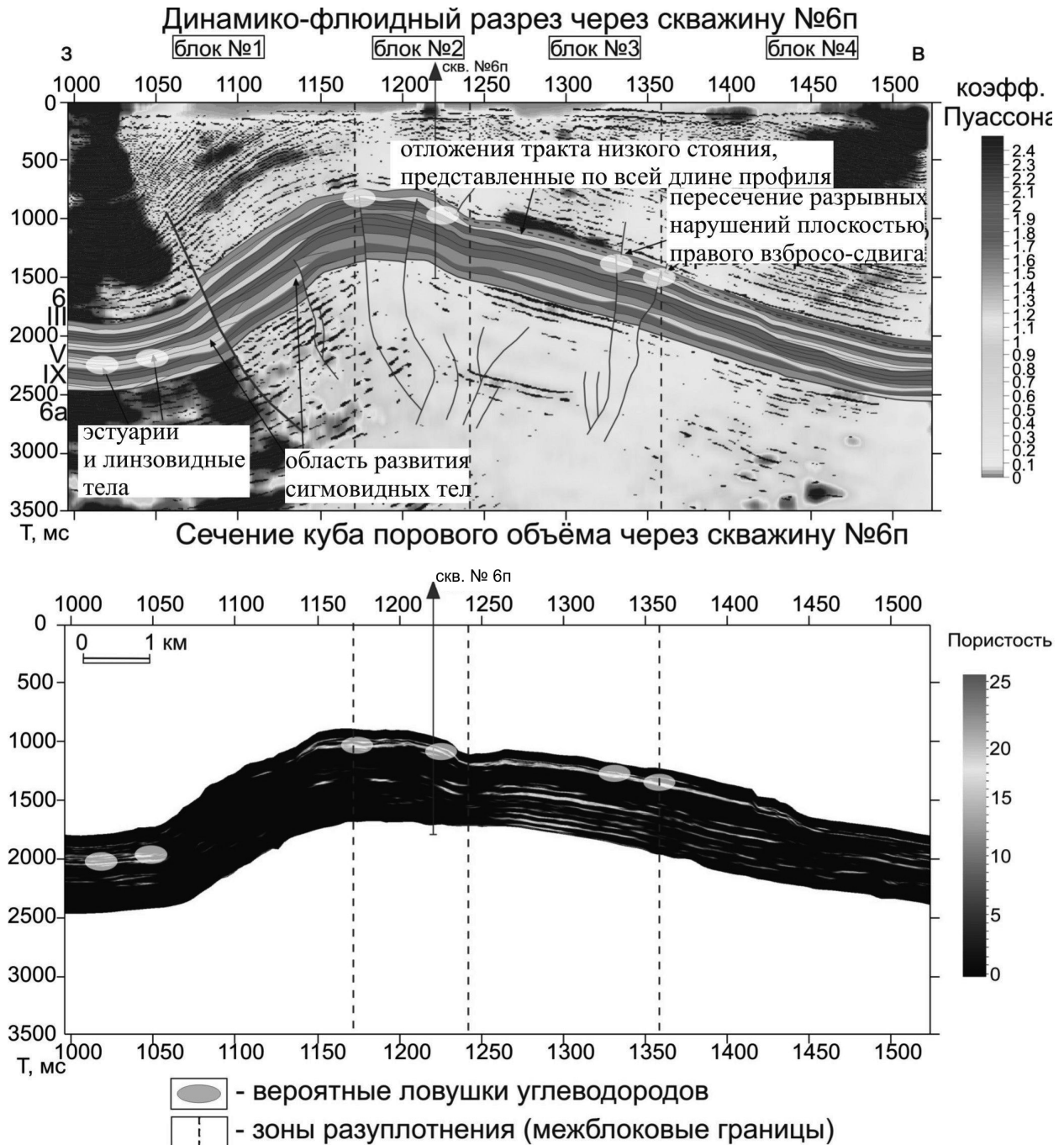


Рис. 3. Выделение ловушек углеводородов по предложенной схеме и сравнение с сечением куба прогнозного порового объема коллекторов.

цы блоков, соответствующие зонам разуплотнения. Все пробуренные скважины проходят вдоль границ блоков. Основной свод структуры, к которой приурочено месторождение, располагается в более “разгруженном” крыле (надвиговая часть), а наиболее напряженными являются северная и южная части восточного (надвигового) крыла и западное крыло месторождения. Оптимальным местом заложения скважин являются зоны контактов блоков, где происходит относительно резкий

скачок напряжений двух соседних блоков, и, как следствие, образование вероятных путей миграции нефти и газа.

Предположение о вероятном размещении ловушек углеводородов проводится путем комплексного использования результатов анализа месторождения с позиций секвенс-стратиграфии и динамико-флюидной модели среды. Для этого построена по сейсмическим профилям секвенс-стратиграфическая модель и ДФМ-разрез совмеща-

ются (накладываются друг на друга), что дает возможность представить в одной системе вероятные пути перетока флюида и места его скопления.

На рис. 3 представлен разрез, проходящий через проектную скважину № 6п. Для проверки полученных результатов проводится сравнение с соответствующим сечением прогнозного порового объема коллекторов (материалы ЦГЭ). Вероятные ловушки выделены белыми областями. Осредняющие границы блоков проведены условно, и в случае наличия вблизи тектонических нарушений стоит привязываться к ним. Основной объем вероятных залежей нефти и газа сосредоточен в косослоистых отложениях тракта низкого стояния четвертого секвенса, в меньшем количестве – в третьем и в незначительных – во втором цикле.

Подтверждается многопластовое строение сахалинских месторождений. В основном ловушки приурочены к сводам и присводовым частям месторождения, в северо-западном направлении вероятность их появления снижается. Возможно, прогнозируемые залежи являются тектонически и литологически экранированными. Наибольшей пористостью характеризуются южный и центральный своды месторождения. Все пробуренные скважины расположены в наиболее оптимальных местах. Запроектированная в ЦГЭ скважина № 6 теоретически должна вскрыть один или несколько продуктивных пластов в дагинской свите. По результатам совместного анализа ДФМ-разреза и секвенс-стратиграфической модели область с относительно высокой пористостью и большими значениями напряжений, следовательно, флюидного давления и проницаемости, отмечается в зоне расположения проектной скважины № 6. Поэтому, на основании вышеизложенного, в первую очередь предлагается пробурить проектную

скважину № 6п в южном своде месторождения глубиной 2400 м, которая должна вскрыть продуктивные отложения тракта низкого стояния в основании верхнего (четвертого) секвенса.

Таким образом, комплексное использование результатов анализа одного из месторождений Сахалинского шельфа с позиций секвенс-стратиграфии и ДФМ среды позволяет с достаточно большой вероятностью предсказать наличие ловушек углеводородов в низкоуровневых отложениях дагинской свиты. Возможно, данный подход стоит применить и на других объектах при поисках ловушек нефти и газа.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Гладенков Ю.Б., Баженова О.К., Гречин В.И. и др.* Кайнозой Сахалина и его нефтегазоносность. М.: ГЕОС, 2002. 225 с.
2. *Парначев С.В.* Основы секвенс-стратиграфии. Томск: Центр профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела, 2003. 274 с.
3. *Писецкий В. Б.* Механизм разрушения осадочных отложений и эффекты трения в дискретных средах // Изв. вузов: Горный журнал. 2005. № 1. С. 48–65.
4. *Соколов Б. А., Абя Э. А.* Флюидодинамическая модель нефтегазообразования. М.: Геос, 1999. 76 с.
5. Стратиграфический кодекс России. Издание третье. СПб.: ВСЕГЕИ, 2006. 96 с.
6. *Харахинов В. В.* Нефтегазовая геология Сахалинского региона. М.: Научный мир, 2010. 276 с.
7. *Emery D., Myers K. J.* Sequence stratigraphy. Oxford: Blackwell Science, 1996. 297p.
8. *Neal J., Risch D., Vail P.* Sequence stratigraphy – a global theory for local success // Oilfield Review. 1993. № 2. P. 51–62.
9. *Sloss L.L.* Sequences in the cratonic interior of North America // Bull. Geol. Soc. Amer. 1963. Vol. 74, № 2. P. 93–114.