

2. Popkov V. I. Grjazevoj vulkanizm, sejsmichnost' i neftegazonosnost' / V. I. Popkov, V. A. Solov'ev, L. P. Solov'eva // Geologija, geofizika i razrabotka nefityanyh i gazovyh mestorozhdenij. – 2010. – № 6. – S. 27–32.

3. Popkov V. I. Osobennosti stroenija i geodinamicheskaja obstanovka formirovanija struktury Azovsko-Chernomorskogo regiona / V. I. Popkov, I. V. Popkov, I. E. Dement'eva // Vklad fundamental'nyh nauchnyh issledovanij v razvitie sovremennoj innovacionnoj jekonomiki Krasnodarskogo kraja. – Krasnodar : Prosveshchenie-Jug, 2009. – S. 50–51.

4. Popkov V. I. Tektonicheskaja pozicija Kerchensko-Tamanskikh grjazevyh vulkanov / V. I. Popkov // Degazacija Zemli: geodinamika, fljuidy, nef't, gaz i ih paragenezы : mat-ly Vseros. konf. – M. : GEOS, 2008. – S. 400–401.

5. Trihunkov Ja. I. Morfotektonika Severo-Zapadnogo Kavkaza / Ja. I. Trihunkov, V. I. Popkov // Geologija, geografija i global'naja jenergiya. – 2007. – № 4 (27). – S. 37–43.

ИСТОРИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УВ ВОЛГОГРАДСКОГО ЛЕВОБОРЕЖЬЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИХ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ВОЗРАСТА

Погорельская Светлана Вадимовна, аспирант, Южный федеральный университет, 344000, Россия, г. Ростов-на-Дону, ул. Зорге, 40, e-mail: sveta_gor_06@mail.ru

Сианисян Эдуард Саркисович, доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий кафедрой, Южный федеральный университет, 344000, Россия, г. Ростов-на-Дону, ул. Зорге, 40, e-mail: edward@sfedu.ru

Закруткин Владимир Евгеньевич, доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий кафедрой, Южный федеральный университет, 344000, Россия, г. Ростов-на-Дону, ул. Зорге, 40, e-mail: vezak@sfedu.ru

В статье представлен детальный анализ геологического развития Волгоградского Левобережья с точки зрения двухэтапного формирования залежей. Построены хроностратиграфические диаграммы для основных комплексов пород, на основе которых определены максимальные глубины погружений, соответствующие им палеотемпературы и время нахождения потенциально материнских пород в пределах главной зоны нефтеобразования. На геохимических данных Юрьевского месторождения рассчитан катагенетический возраст скоплений УВ региона и проанализирована природа геохимических особенностей состава нефтей региона. Результаты сравнения показателей превращенности пропана и углеводородного состава легких фракций нефти свидетельствуют о миграционной природе газоконденсатной составляющей залежей Волгоградского Левобережья.

Ключевые слова: материнские породы, катагенез, палеотемпература, главная зона нефтеобразования, главная зона газообразования, инверсия, миграция, дизъюнктивные нарушения, залежь.

HISTORY OF HYDROCARBON DEPOSIT FORMATION WITHIN THE VOLGOGRAD LEFT BANK AND DEFINITION OF THEIR GEOLOGICAL AGE

Pogorelskaya Svetlana V., Post-graduate student, South Federal University, 40 Zorge st., Rostov-on-Don, 344000, Russia, e-mail: sveta_gor_06@mail.ru

Sianisyan Eduard S., D.Sc. in Geology and Minerology, Professor, Head of Chair, South Federal University, 40 Zorge st., Rostov-on-Don, 344000, Russia, e-mail: edward@sfedu.ru

Zakrutkin Vladimir E., D.Sc. in Geology and Minerology, Professor, Head of Chair, South Federal University, 40 Zorge st., Rostov-on-Don, 344000, Russia, e-mail: vezak@sfedu.ru

Detailed analysis of the geological development within the Volgograd Left Bank from the position of the two-step deposit formation is presented in the paper. Chronotectonic diagrams for principal rock complexes have been constructed to define maximal immersion depth, appropriate paleotemperature and residence time of the source rocks within the main zone of oil formation. On the basis of geochemical data of Yuryevskoye deposit catagenesis age of the hydrocarbon accumulations in the region have been calculated and the nature of the oil composition within the region has been analyzed. Comparing the results of propane transformation and hydrocarbon composition of light oil is evidence of migratory nature of the condensate components in the Volgograd Left Bank accumulations.

Key words: *source rocks, catagenesis, paleotemperature, the main zone of oil formation, the main zone of gas formation, inversion, migration, faults, deposit.*

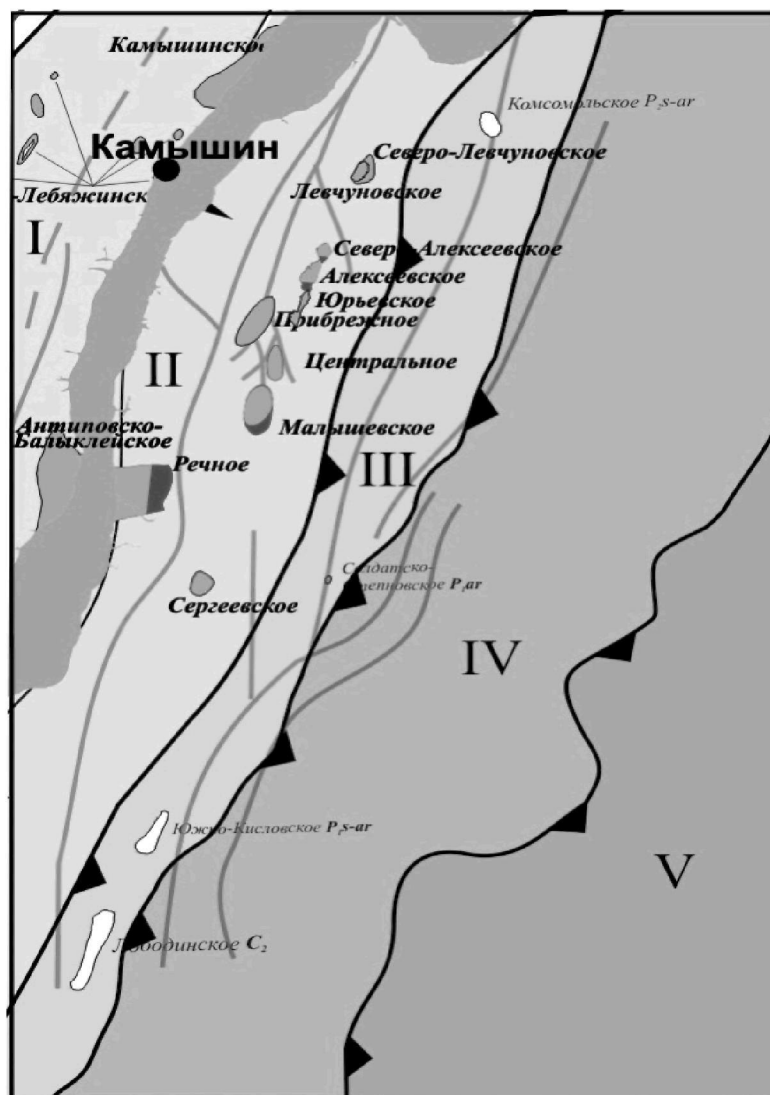
Волгоградское Поволжье считается одним из старых нефтегазодобывающих регионов с практически выработанными запасами углеводородов (УВ), где освоение и разработка месторождений была начата еще в середине прошлого века. Однако в последнее время некоторые исследователи [1, 2], опираясь на многочисленные доказательства, указывают на восполняемость запасов УВ в пределах указанной территории. В настоящей статье детально рассмотрена история геологического развития Волгоградского Левобережья с позиций концепции двухэтапного формирования залежей [1].

Анализ смены характера отложений в процессе осадконакопления позволил выделить в строении осадочного чехла несколько структурных этажей: нижний (терригенный девон), средний (карбонатные отложения девона и карбона) и верхний (пермские соленосные отложения). Перечисленные отложения представляют собой толщу, сформированную в течение крупного непрерывного опускания территории вплоть до среднего триаса. В мезозойско-кайнозойское время территория неоднократно испытывала трансгрессии и регрессии, выраженные в перерывах осадконакопления.

Исследуемый регион в тектоническом отношении представляет собой зону сочленения юго-восточного склона Воронежской антеклизы и западного борта Прикаспийской впадины. Юрьевское и сопредельные с ним Малышевское, Центральное, Прибрежное, Алексеевское и Левчуновское месторождения расположены в пределах Николаевско-Городищенской предбортовой ступени (рис. 1).

На Государственном балансе месторождения числятся как нефтяные, но по своим физико-химическим свойствам являются переходными от нефтяных к газоконденсатным (ГК), о чем свидетельствуют высокие газовые факторы и небольшие плотности. Залежи приурочены в основном к нижнекаменноугольным отложениям, однако особый интерес представляет Юрьевское месторождение, залежи которого открыты в стратиграфическом диапазоне от верхнего девона до нижней перми с разницей в глубинах около 2000 м (рис. 2).

На востоке Николаевско-Городищенская ступень граничит с Нижнепермским бортовым уступом, газовые месторождения которого приурочены к каменноугольным и пермским отложениям. Тектоника района контролируется блоковым строением кристаллического фундамента, основная тенденция развития которого – разнонаправленные вертикальные движения на уровне тектонических элементов I порядка: Прикаспийская впадина испытывает длительное, практически непрерывное погружение, в то время как Воронежская антеклиза непрерывно поднималась. Усредненный вектор погружения кристаллического фундамента – с запада на юго-восток.



I - Антиповско-Щербаковская приподнятая зона, II - Николаевско-Городищенская ступень, III - Пермский бортовой уступ, IV - Волгоградский предбортовой уступ, V - Ахтубинско-Ерусланский мегавал

Рис. 1. Тектоническая схема Волгоградского Левобережья.

Условные обозначения: I – Антиповско-Щербаковская приподнятая зона; II – Николаевско-Городищенская ступень, III – Пермский бортовой уступ; IV – Волгоградский предбортовой уступ, V – Ахтубинско-Ерусланский мегавал

Геологическая история формирования региона как нефтегазоносного района началась в нижнем и среднем девоне с накопления потенциально нефтематеринских терригенно-карбонатных пород с большим содержанием рассеянного ОВ сапропелевого типа. В палеогеографическом отношении район представлял собой подводный континентальный склон с относительно небольшими скоростями погружения. В течение всей геологической истории материнские породы испытывали длительное погружение с небольшими инверсиями: триасовой, юрской и палеогеновой (рис. 3). В настоящее время отложения терригенного девона в пределах Волгоградского Левобережья залегают на глубине 5600–6300 м.

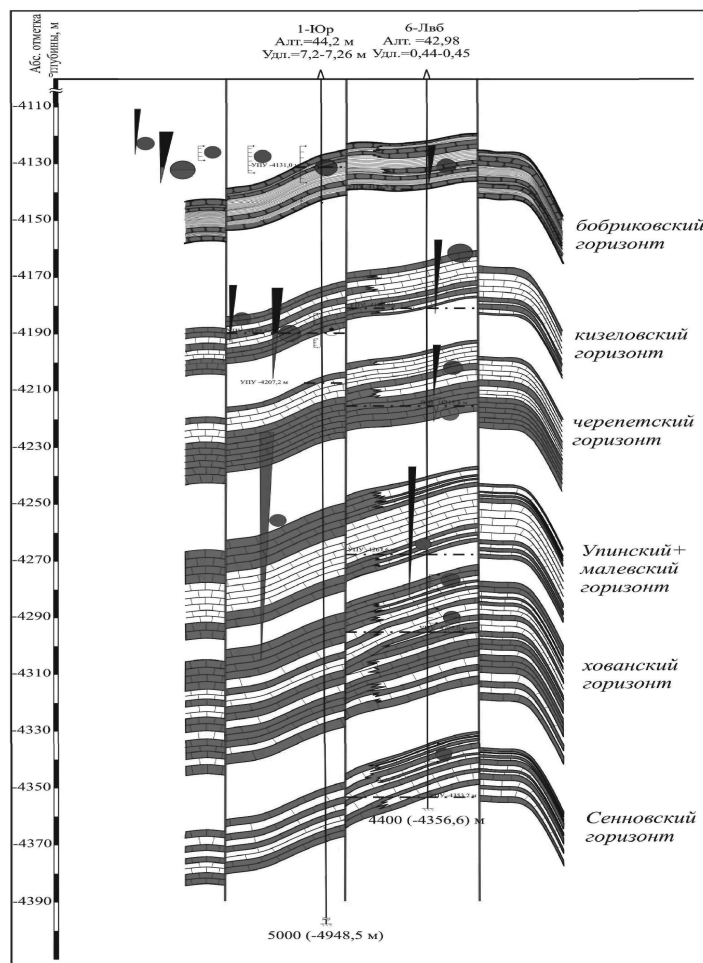


Рис. 2. Геологический разрез верхнедевонских – каменноугольных отложений Юрьевского месторождения

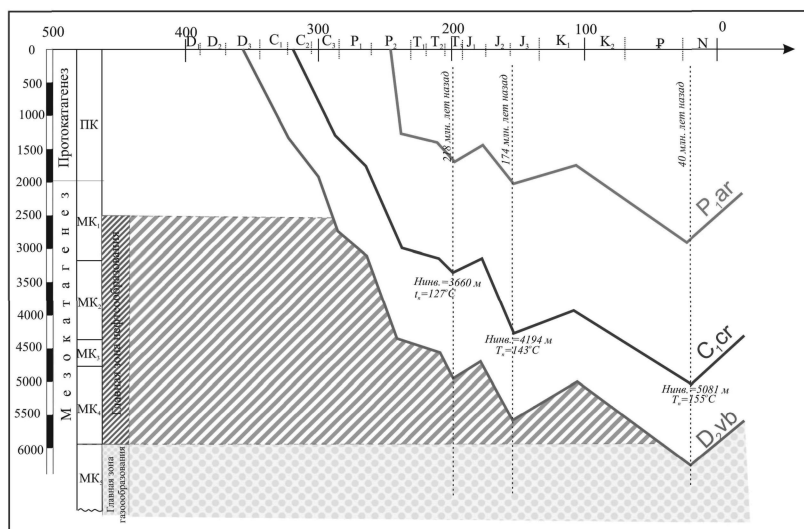


Рис. 3. Хронотектонические диаграммы отложений Волгоградского Левобережья

При оценке нефтегазоматеринского потенциала главным моментом является достижение породами главной зоны нефтеобразования (ГЗН) и главной зоны газообразования (ГЗГ). Особенность региона проявляется в «растянутости» зональности катагенеза РОВ пород, что связано с наличием мощной соленосной толщи в осадочном чехле, обладающей высокой теплопроводностью и затормаживающей катагенетические процессы. Поэтому при реконструкции погружения пород в ГЗН за основу принимались границы стадий катагенеза, предложенные Н.В. Лопатиным для данного региона [3]. Хроностратиграфические диаграммы (рис. 3) свидетельствуют о том, что материнские породы Волгоградского Левобережья были погружены в ГЗН с середины карбона до середины палеогена. Со среднего эоцена до верхнего олигоцена породы погрузились до ГЗГ, однако инверсия территории олигоценевого периода прекратила генерационные процессы. При этом необходимо учитывать, что данная шкала в определенной степени является относительной, поэтому ошибка определения времени нахождения пород в ГЗГ зависит от установления границ стадий катагенеза РОВ. Очевидным фактом является то, что в пределах территории восточнее Николаевско-Городищенской предбортовой ступени потенциально материнские породы в настоящее время расположены в пределах ГЗГ.

Эволюция глубин погружения пород, вмещающих залежи нефти и газа, свидетельствует о нескольких возможностях формирования ловушек и накопления в них нефти, совпадающих с вышеперечисленными инверсиями. Как видно из графика (рис. 3), первые две инверсии сменялись новыми погружениями, которые, в свою очередь, скорее всего способствовали разрушению либо переформированию ловушек. Определить время формирования залежей УВ представляется возможным с помощью геохимического способа, предложенного А.Н. Резниковым [4]. Его сущность заключается в определении количества нефтяных УВ, имеющих свойство превращаться в ароматические и метановые. В начале формирования залежей нефти могут содержать до 45 % нефтяных УВ во фракции НК – 200 °С. Общей формулой расчета катагенетического возраста нефтяных скоплений является:

$$T_{Nf} = A_{Nf} * \frac{\varepsilon_{\tau} D}{\varepsilon_B \lg \delta} * \lg \frac{45}{Nf} * 10^{\frac{1000}{T^0}} \pm 0,2 T_{Nf} \quad , \quad (1)$$

где A_{Nf} – поправочный коэффициент, зависящий от пластовой температуры; ε_{τ} – экспоненциальная геохронотерма; ε_B – экспоненциальный хронолитобарический градиент, характеризующий темп роста пластового давления; D – условный показатель динамокатагенеза, являющийся количественным критерием геодинамической возбужденности осадочно-породного бассейна (УПДК); δ – параметр сохранения запасов УВ, численно равный отношению начальных геологических запасов, приходящихся на единицу площади, к проницаемости пород-коллекторов; Nf – содержание нефтяных УВ; T^0 – средняя температура в интервале горизонта, К.

Экспоненциальная геохронотерма (ЭГХТ), учитывающая геотермическую историю продуктивного комплекса пород, определяется по формуле:

$$\varepsilon_{\tau} = 10^{\frac{\tau_{\Sigma}}{1000}} \quad , \quad (2)$$

где τ_{Σ} – параметр температурного воздействия, зависящий от геологической истории региона, а именно от наличия инверсии на протяжении всего развития, определяется по формуле:

$$\tau_{\Sigma} = t_{осн} * \lg T_{осн} + \sum_{i=1}^n t_i \Delta \lg T_i, \quad (3)$$

где $t_{осн}$ – температура, достигнутая в конце основного этапа погружения, составившая для данной территории, °С; $T_{осн}$ – длительность основного этапа, млн лет; $\Delta \lg T_i$ – приращение логарифма геологического времени для второстепенных этапов; t_i – температура второстепенных этапов, °С.

τ_{Σ} для черепетских отложений Николаевско-Городищенской ступени составила 285, $\varepsilon_{\tau} = 1,93$.

Экспоненциальный хронобарический коэффициент (ε_B) определяется по формулам:

$$\varepsilon_B = 10^{\frac{B_{\Sigma}}{1000}}; \quad (4)$$

$$B_{\Sigma} = \frac{10P_0}{\lg T}, \quad (5)$$

где P_0 – начальное пластовое давление (МПа); T – геологическое время.

Расчет катагенетического возраста производился для черепетской залежи Юрьевского месторождения. Рассчитанные величины ЭГХТ и замеренные значения отражательной способности витринита (R_0) позволили определить УПДК, для черепетского горизонта составивший 0,35 (по уточненной шкале динамокатагенеза А.Н. Резникова [4]). Ввиду отсутствия данных по скважинам Юрьевского месторождения УПДК определялся по данным месторождения-аналога, в качестве которого было рассмотрено соседнее Левчуновское месторождение, в тектоническом отношении также расположенное в пределах Николаевско-Городищенской предбортовой ступени и имеющее сходный стратиграфический диапазон размещения залежей. Параметр сохранения запасов углеводородов (δ) составил 125 т/га*мкм². При расчетах учитывалась проницаемость, определенная по 9 образцам большого диаметра и составившая 25,2 мкм². Объемное содержание N_f составило 28,24 % для черепетского горизонта, современная температура в интервале черепетского горизонта – 93,7 °С (376 К).

Основным недостатком метода является то, что состав нефти зависит в большей степени не от продолжительности существования залежи, а от катагенетических изменений флюида. Однако палеоструктурный анализ (рис. 3) свидетельствует о единой и практически постоянной направленности развития бассейна, небольшие инверсии (около 400 м) не повлияли на катагенетическую преобразованность флюида. Начало формирования залежи черепетского горизонта по произведенным расчетам приходится на средний олигоцен (31 млн лет назад), точность расчета составляет 6,2 млн лет. На это же время приходится последняя, современная инверсия, сформировавшая современный структурный план нефтегазоносных отложений.

Анализ общей характеристики развития региона позволил установить, что общее погружение территории на протяжении всей геологической истории с небольшими инверсиями обусловило наличие крупных дизъюнктивных нарушений, хорошо прослеживающихся по границам тектонических элементов и осложненных разломами меньшего порядка субмеридионального и

субширотного простираения. По своей природе дизъюнктивы являются конседиментационными, берущими свое начало в допалеозойском фундаменте и развивающиеся по мере накопления осадков и прогибания территории. Наличие дизъюнктивных нарушений, современная глубина материнских пород, достигшая ГЗГ, а также существование зон АВПД на глубинах залегания газопроизводящих пород способствуют генерации и вторичной миграции УВ [1, 2]. При этом продолжительная эксплуатация месторождений региона нарушила природный баланс пластовых давлений, таким образом «разбудив» процессы миграции УВ, причем поскольку все потенциальные ловушки уже заняты УВ нефтяного ряда, то потоки новообразовавшихся УВ разгружаются в эти ловушки либо за счет растворения в нефти, либо за счет образования газоконденсатных систем, что подтверждается многочисленными фактами. Так, на соседнем с Юрьевским Алексеевском месторождении наблюдалось беспрецедентное увеличение пластового давления в продуктивных пластах турнейского яруса во время разработки с 48 до 58 МПа с одновременным ростом газового фактора (558 м³/т). Бобриковская залежь Малышевского месторождения, расположенного южнее Юрьевского, также характеризуется увеличением газового фактора с 217 до 926 м³/сут. Данных о разработке Юрьевского месторождения пока недостаточно (месторождение открыто только в 2011 г.), однако сравнение испытаний пластов и материалов ГИС в скв. 1-Юр и 3-Юр (пробуренных соответственно в 1989 и 1991 гг.) с данными по скв. 6-Лвб свидетельствует о принципиально разных флюидах. В скважинах 1-Юр и 3-Лвб коллектора практически водонасыщенные, только в скв. 1-Юр при совместном с кизеловскими отложениями испытаниями был получен приток жидкости с дебитом 15 м³/сут. При испытании черепетских отложений в скв. 6-Лвб был получен приток нефти с газом дебитом 84,4 м³/сут., специалистами «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», проводившими гидродинамические исследования, залежь была охарактеризована как нефтегазоконденсатная.

Таким образом, залежи Волгоградского Левобережья можно считать переходными от нефтяных к газоконденсатным. А.Н. Резников для расчета катагенетического возраста газоконденсатных залежей предлагает метод, основанный на изучении превращенности пропана и углеводородного состава легких фракций нефти (формулы 6 и 7):

$$T_{\beta} = A_{*B} \frac{\varepsilon_{\tau} D}{\varepsilon_B} \lg \frac{\beta}{0,05} 10^{\frac{1000}{T^0}}, \quad (6)$$

где A_{*B} – поправочный коэффициент, зависящий от температуры пласта; β – коэффициент превращенности пропана, который определяется как отношение произведений объемного содержания этана и бутана к объемному содержанию пропана.

$$T_k = A_{*k} \frac{\varepsilon_{\tau} D}{\varepsilon_B} \lg k 10^{\frac{1000}{T^0}}, \quad (7)$$

где A_{*k} – поправочный коэффициент, зависящий от температуры пласта; k – коэффициент превращенности углеводородного состава фракции НК – 200 °С, определяемый отношением произведения объемного содержания ароматических УВ в степени 1/3 и объемного содержания метановых УВ к квадратному корню объемного содержания нафтеновых УВ.

$$A_{*B} \lg \frac{\beta}{0,05} A_{*K} \lg k.$$

При определении возраста газоконденсатных залежей необходимо учитывать как превращенность пропана (β), так и углеводородный состав легких фракций. Причем в случае если T_β превышает T_K , то образование ГК залежи произошло за счет преобразования УВ самой залежи, а когда T_β намного меньше T_K , принимается, что основная роль в формировании ГК залежей отведена миграции УВ.

Таким образом, при сравнении величин можно сделать вывод о природе формирования ГК систем. В таблице приведены результаты расчета указанных величин по основным продуктивным отложениям Юрьевского месторождения и их сравнение.

Из таблицы видно, что для всех залежей Юрьевского месторождения характерно превышение T_K над T_β , т.е. повышенное содержание легких УВ происходит не за счет катагенетического превращения нефтей, а за счет внедрения новых УВ, причем в рассматриваемом случае можно с уверенностью говорить именно о вертикальной миграции как основном механизме пополнения ловушек. Латеральная миграция, по всей видимости, затруднена ввиду наличия многочисленных субмеридиональных и субширотных дизъюнктивных нарушений, являющихся хорошими проводниками УВ вверх по разрезу и экранами для перетоков УВ, что подтверждается результатами опробования разновозрастных отложений в пределах одного месторождения.

Таблица

Расчет соотношения T_K/T_β для продуктивных отложений Юрьевского месторождения

ярус/горизонт	Сод-е УВ, масс. %			Об. содержание, %			A_β	A_K	β	k	$A_\beta \lg \frac{\beta}{0,05}$	$A_K \lg k$	$\frac{T_K}{T_\beta}$
	Me	Nf	Ag	этан	пропан	бутан							
артинский	57,57	26,32	16,02	0,64	0,39	0,28	0,02	0,04	0,47	28,29	0,01	0,06	7,12
алексинский	69,58	25,51	4,91	0,46	0,27	0,19	0,09	0,13	0,32	23,41	0,03	0,17	5,89
бобриковский	68,68	25,91	5,42	0,76	0,79	0,66	0,13	0,16	0,63	23,70	0,08	0,22	2,67
кизеловский	71,43	23,34	5,23	0,72	0,41	0,29	0,13	0,13	0,51	25,66	0,07	0,18	2,67
черепетский	66,56	28,24	5,20	0,82	0,54	0,54	0,13	0,13	0,81	21,70	0,11	0,17	1,58
упинский+малевский	69,63	25,94	4,43	0,90	0,96	0,65	0,16	0,14	0,60	22,45	0,09	0,19	2,03
сенновский	63,35	31,68	4,97	0,52	0,62	0,54	0,17	0,20	0,45	19,21	0,08	0,25	3,25

Выводы

1. Палеотектонический анализ Волгоградского Левобережья свидетельствует о том, что реализация материнского потенциала происходила в период времени с середины карбона до среднего палеогена.
2. В настоящее время в пределах Волгоградского Заволжья материнские породы погружены в главную зону газообразования.
3. Возраст формирования нефтяных залежей Волгоградского Левобережья, определенный по методике А.Н. Резникова, составил 31 млн лет ($\pm 6,2$ млн лет), что соответствует среднему олигоцену и согласуется с построенными хронотектоническими диаграммами.
4. Анализ превращенности пропана и углеводородного состава легких фракций показал, что формирование современного состава нефти произошло в основном за счет вертикальной миграции легких УВ.

Список литературы

1. Бочкарев В. А. Новая модель строения и двухэтапного формирования залежей углеводородов западного борта Прикаспийской впадины и ее платформенного склона / В. А. Бочкарев, С. Э. Сианисян, С. Б. Остроухов // Геология нефти и газа. – 2010. – № 3. – С. 30–36.
2. Касьянова Н. А. Влияние новейших тектонических движений земной коры и разрывных нарушений на формирование залежей углеводородов и аномальные изменения термобарических условий в залежах / Н. А. Касьянова // Геология, география и глобальная энергия. – 2011. – № 3. – С. 7–15.
3. Парпарова Г. М. Катагенез и нефтегазоносность / Г. М. Парпарова, С. Г. Неручев, А. В. Жукова. – Л. : Недра, 1981. – 240 с.
4. Резников А. Н. Геосинергетика нефти и газа / А. Н. Резников. – Ростов н/Д. : ЦВВР, 2008. – 303 с.

References

1. Bochkarev V. A. Novaja model' stroenija i dvuhjetapnogo formirovanija zalezhej uglevodorodov zapadnogo borta Prikaspijskoj vpadiny i ee platformennogo sklona / V. A. Bochkarev, S. Je. Sianisjan, S. B. Ostrouhov // Geologija nefiti i gaza. – 2010. – № 3. – С. 30–36.
2. Kas'janova N. A. Vlijanie novejsih tektonicheskikh dvizhenij zemnoj kory i razryvnyh narushenij na formirovanie zalezhej uglevodorodov i anomal'nye izmenenija termobaricheskikh uslovij v zalezhah / N. A. Kas'janova // Geologija, geografija i global'naja jenergija. – 2011. – № 3. – S. 7–15.
3. Parparova G. M. Katagenez i neftegazonosnost' / G. M. Parparova, S. G. Neruchev, A. V. Zhukova. – L. : Nedra, 1981. – 240 s.
4. Reznikov A. N. Geosinergetika nefiti i gaza / A. N. Reznikov. – Rostov n/D. : CVVR, 2008. – 303 s.

КАЙНОЗОЙСКИЕ ДИСЛОКАЦИИ ЮЖНОГО МАНГЫШЛАКА КАК СЛЕДСТВИЕ ВЫСОКОЙ ГЕОДИНАМИЧЕСКОЙ АКТИВНОСТИ РЕГИОНА

Попков Василий Иванович, доктор геолого-минералогических наук, профессор, академик РАН, декан геологического факультета, Кубанский государственный университет, 350040, Россия, г. Краснодар, ул. Ставропольская, 149, e-mail: geoskubsu@mail.ru.

Приводится описание кайнозойских и новейших дислокаций, образовавшихся под воздействием сил бокового сжатия. Разрядка возникающих при этом напряжений может сопровождаться сейсмическими толчками.

Ключевые слова: складки, надвиги, тектонические напряжения, сейсмическая опасность.

CENOZOIC DISLOCATION OF THE SOUTH MANGYSHLAK AS A RESULT OF HIGH GEODYNAMIC ACTIVITY REGION

Popkov Vasilij I., D.Sc. in Geology and Minerology, Professor, Academician of RANS, Dean of Geological Department, Kuban State University, 149 Stavropol'skaya st., Krasnodar, 350040, Russia, e-mail: geoskubsu@mail.ru.

The description of the Cenozoic and recent dislocations formed by the forces of lateral compression. Discharge of the resulting stress may be accompanied by seismic shocks.

Key words: folds, thrusts, tectonic stress, seismic hazard.