

окончание приходится на одно время (27 и 28 тыс. лет назад), но не одинаковое начало (53 и 62 тыс. лет).

Дальнейшее исследование необходимо проводить с целью поиска причин увеличения длины ледниковья на лессовой климатической кривой.

4. Очевидно, что существует климатический цикл на двух кривых с интервалом около 10 тыс. лет. Особенно ярко это отражается во время B_1 или B'_1 (последнее межледниковье). Этот период почти в 60 тыс. лет можно подразделить на 5 подфаз на обеих кривых. Следует отметить, что Ли Цзицзюнь и другие подразделил кривую лессового разреза в этом интервале на три подфазы [1]. Если сравнить лессовую кривую с теоретической кривой Миланковича, то становится очевидным, что такое подразделение недостаточно, так как в это время на обеих кривых выделяются три теплых пика. Подтверждением этого являются три горизонта погребенных почв, что характеризует три теплых интервала и два горизонта лессов между ними, свидетельствующих об относительно холодных этапах.

Таким образом, разделение последнего межледниковья на пять подфаз на лессовой климатической кривой (B_1) подтверждается теоретической кривой Миланковича и стратиграфией лессово-почвенного разреза.

1. Ли Цзицзюнь и др. // Вестн. АН Китая (В). 1990. № 10. С. 1086 (на кит. яз.).
2. Milancovitch M. // *Bull. Acad. Sci. Math. Nat.* 1938. V. 49. № 4.
3. Emiliani C. // *Journ. Geol.* 1955. № 63. P. 538.
4. Vech H. H., Chappell J. // *Science.* 1970. № 167. P. 862.
5. Broecker W. S. // *Ibid.* 1966. № 151. P. 299.
6. Li Jijun et al. // *Earth Surface Processes and Landforms.* 1988. № 13. P. 125.
7. Emiliani C. // *Journ. Geol.* 1966. № 74. P. 109.
8. Shackleton N. J. Opdyke N. D. // *Quaternary Research.* 1973. № 3. P. 39.
9. Shackleton N. J. et al. // *Geol. Soc. Amer. Men.* 1976. № 145. P. 449.
10. Shaw D. M., Donn W. L. // *Science.* 1968. № 162. P. 1270.
11. Emiliani C. // *Geol. Soc. Amer.* 1964. № 75. P. 129.

УДК 551.734.5(476-13)

Э. А. ВЫСОЦКИЙ, С. М. ОБРОВЕЦ, Г. Г. ИЛЬИН

ПАЛЕОГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЛОВУШЕК НЕФТИ В ВЕРХНЕСОЛЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ЗАПАДНО-ТИШКОВСКОЙ ПЛОЩАДИ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА

The role of paleorelief has been ascertained in the buildup of organic reefs within the Upper Salt measures of the West Tishkov prospect. Oil traps have been found to be associated with isolated algal reefs extensively confined to the lower and upper carbonate layers.

В верхнефаменских отложениях восточной части Припятского прогиба на Западно-Тишковской, Елизаровской, Восточно-Первомайской и других площадях выявлены небольшие залежи нефти. В настоящее время ПО «Беларусьнефть» эксплуатируются верхнесоленосные залежи нефти на Западно-Тишковской и Елизаровской площадях. По своим размерам, особенностям строения продуктивных отложений, условиям формирования ловушек и составу нефти они существенно отличаются от залежей углеводородов межсолевого задонско-петриковского комплекса. Однако вплоть до настоящего времени не выяснены палеогеоморфологические условия образования ловушек нефти в верхнесоленосных отложениях восточной части Припятского прогиба, что затрудняет прогнозирование новых залежей углеводородов на слабоизученных территориях, а также эффективную эксплуатацию уже выявленных месторождений. Так, на Западно-Тишковской площади эксплуатационные скважины (139, 140 и др.), заложенные в благоприятных структурных условиях в пределах контура утвержденных запасов нефти, оказались непродуктивными. Поэтому особое значение приобретает комплексный анализ геолого-геофизических данных и на этой основе восстановление палеотопографии рельефа дна и выяснение палеогеоморфологических условий формирования ловушек.

В качестве типового нами выбрано Западно-Тишковское месторождение, в пределах которого пробурено достаточное количество разведочных и эксплуатационных скважин, вскрывших как продуктивные, так и непродуктивные отложения в галитовой подтолще. Месторождение расположено в пределах Речицко-Вишанского соляного вала, выделяемого по кровле верхнесоленосных отложений. Продуктивными являются отложения репера «широкого», достаточно распространенные в восточной части Припятского прогиба [1, 2]. Разведаны две самостоятельные залежи (западное и восточное поле). Основные запасы нефти сосредоточены в пределах восточного поля. Эксплуатационные скважины расположены на значительном расстоянии друг от друга. Физико-химические свойства нефти существенно различаются.

В разрезе репера «широкого» на Западно-Тишковской площади выделяются три пласта (нижний карбонат, средний ангидрит и верхний карбонат). Общая мощность репера «широкого» достигает 120 м. Породы-коллекторы приурочены к карбонатным пластам. Тип коллектора — трещинный, каверно-трещинный и каверно-поровый. По данным Е. Н. Мещерской, открытая пористость пород колеблется от 0,5 до 2 %, на отдельных участках достигает 5—6 % (скв. 33, 48 и др.). В скв. 38, в которой получен устойчивый промышленный приток нефти, открытая пористость составляет 3,1 % при эффективной мощности коллектора 14,8 м.

Детальный анализ литолого-фациальной изменчивости карбонатных пластов репера «широкого», а также выполненные палеогеоморфологические реконструкции позволили конкретизировать особенности строения ловушки нефти на Западно-Тишковской площади. Выявлен линзовидный характер развития пород-коллекторов, которые связаны, как правило, с органогенными постройками. Изучение шлифов показало, что органогенные постройки на Западно-Тишковской площади сложены преимущественно водорослевыми известняками с остатками фауны. Текстура их пятнистая, линзовидно-желваковая, волнисто-слоистая. Остатки фауны, многочисленные поры и каверны выполнены вторичным прозрачным кальцитом скаленоэндрической структуры, нередко ангидритом и галитом. Отмечаются также водорослевые известняки с незаполненными трещинами. В порах, кавернах и трещинах нередко присутствует подвижная нефть.

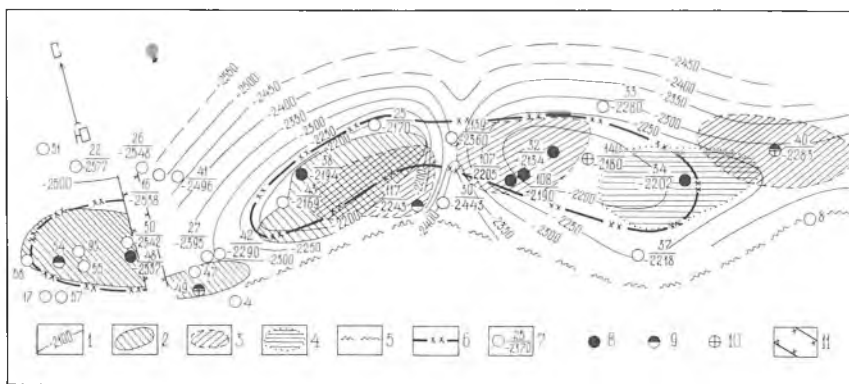


Схема распространения органогенных построек в отложениях репера «широкого» Западно-Тишковской площади:

1 — изогипсы кровли репера «широкого»; 2 — линза органогенных известняков в верхнем карбонате; 3 — линза органогенных известняков в нижнем карбонате; 4 — линза органогенных известняков в ритмопачке VI; 5 — граница отсутствия репера «широкого»; 6 — контур утвержденных запасов нефти; 7 — скважины: числитель — номер скважины, знаменатель — глубина залегания кровли репера «широкого» (в абс. отм.); 8 — промышленный приток нефти; 9 — непромышленный приток нефти; 10 — приток пластовой воды, фильтрата бурового раствора; 11 — дизъюнктивное нарушение

В пределах западного поля (скв. 48, 54 и др.) ловушкой нефти является линза органогенных известняков, развитая в верхнем карбонатном пласте.

На территории восточного поля (в контуре подсчета запасов нефти) выявлено несколько разновозрастных линз водорослевых известняков (см. рисунок). В западной части этого поля (район скв. 38) продуктивной

является линза в верхнем карбонате. В восточном направлении она выклинивается. Характер выклинивания хорошо фиксируется при сопоставлении разреза репера «широкого» по данным ГИС по линии скважин 38—139—32. В скв. 38 в разрезе верхнего карбоната четко прослеживаются три части (нижняя — органогенный известняк-коллектор, средняя — плотный неглинистый известняк и верхняя — преимущественно глинистый известняк). В скв. 139 в разрезе сохраняются средняя и верхняя части, а в скв. 32 только верхняя часть разреза верхнего карбоната, представленная глинистыми разностями известняков. Нижняя часть (органогенный известняк-коллектор) отсутствует также в разрезах скв. 33, 107, 108 и др. Таким образом, линза органогенных известняков, развитая на западе восточного поля (район скв. 38), выклинивается по линии скв. 30—139.

В средней части восточного поля (скв. 32, 107 и 108) продуктивна линза органогенных известняков в нижнем карбонате, залегающая в верхней части его разреза на контакте со средним ангидритом. Эта линза выклинивается в западном, северном и восточном направлениях, что подтверждается сопоставлением разреза скв. 32 со скв. 139, 140 и 33.

В восточной части поля (скв. 34) продуктивны известняки, залегающие в галитовой подтолще выше репера «широкого» (предположительно базальный пласт ритмопачки VI^a).

Таким образом, в восточном поле в пределах контура подсчета запасов залежи нефти связаны с тремя разобщенными в плане и разновозрастными органогенными постройками. Это обстоятельство необходимо учитывать при разработке месторождения и, в частности, при выборе мест заложения эксплуатационных скважин. Наличие разобщенных залежей подтверждается большой разницей в начальных и текущих давлениях, что указывает на плохую гидродинамическую связь между залежами. В пользу этого свидетельствуют также результаты бурения эксплуатационных скважин. Так, скв. 139 и 140, пробуренные в контуре подсчета запасов и в благоприятных структурных условиях (но не в оптимальных с палеогеоморфологических позиций), оказались «сухими».

В пределах восточного поля, кроме трех вышеотмеченных залежей нефти, связанных с линзами органогенных известняков, прогнозируется еще несколько залежей. Одна в районе скв. 40, вторая — в районе между скв. 38 и 117.

Палеогеоморфологические условия осадконакопления на Западно-Тишковской площади во время образования отложений репера «широкого» восстановлены на основании материалов детальной послышной корреляции, литолого-фациальных изменений отложений, изучения петрографических особенностей пород и стадийности осаднения солей из сгущенных метаморфизованных морских вод. При восстановлении палеорельефа использовались методические приемы, разработанные коллективом сотрудников ВНИГНИ [3], а также учитывалась специфика осадконакопления в эвапоритовых бассейнах в условиях относительно расчлененного рельефа дна [4, 5]. В основу палеореконокструкций положена посылка об определяющей роли палеорельефа в фациальной изменчивости отложений во внутренних частях бассейна. Был построен также ряд палеогеоморфологических профилей.

Анализ палеогеоморфологических профилей показал, что по мере приближения к югу мощность репера «широкого» существенно уменьшается и происходят значительные фациальные изменения. Если учесть градиент изменения мощности анализируемых отложений, который составляет около 18 м/км, то отложения репера «широкого» должны выклиниваться еще до Речицко-Вишанского разлома. Это может свидетельствовать о том, что зона современного отсутствия репера «широкого» на юге, которая в целом контролируется Речицко-Вишанским разломом, имеет седиментационную природу. Характерно также появление водорослевых биогермов и вблизи этой зоны, но на некотором удалении к северу от нее.

В соответствии с седиментационной моделью развития Западно-Тишковской площади во время накопления отложений репера «широкого» наиболее приподнятые (привершинные) участки этой площади выходили из-под зеркала бассейновых вод (район скв. 17, 4, 8, 7 и др.), а

благоприятные условия для формирования органогенных построек существовали в пределах относительно пологого северного подводного склона Западно-Тишковского палеоподнятия. Именно здесь располагались участки (скв. 32, 38, 48, 54, 107, 108 и др.), в пределах которых скорость роста органогенных построек соответствовала темпу погружения, в то время как севернее на более погруженных участках (скв. 33, 139, 25 и др.) темп погружения дна превышал скорость осадконакопления (не полностью компенсированное прогибание), а в привершинных участках (скв. 30, 37 и др.) темп прогибания был замедленным и отложения временами подвергались размыву.

В разрезе репера «широкого» выявлены два уровня развития линз органогенных известняков: один из них приурочен к верхней части нижнего карбоната, второй — к нижней части верхнего карбоната. Такое стратифицированное положение в разрезе линз органогенных известняков (непосредственно в пограничных частях, примыкающих к среднему ангидриту), по нашему мнению, связано с колебаниями уровня воды в бассейне. Во время накопления нижнего и верхнего карбонатов зеркало воды в бассейне несколько повышалось, а во время образования среднего ангидрита — понижалось (но в это время существенно возрастала соленость вод). Известно [4], что водоросли могут развиваться только в неглубоких водах с нормальной или слегка повышенной соленостью. Поэтому условия, при которых могла продолжаться жизнедеятельность синезеленых водорослей и естественно формировались биогермы (необходимая глубина и содержание солей), во времени совпадали со стадиями, в течение которых, с одной стороны, происходило понижение зеркала воды, а с другой — соленость бассейновых вод еще не достигала критической отметки (стадии насыщения по CaSO_4). Флуктуации уровня воды в бассейне и изменения концентраций солей детерминировали приуроченность линз органогенных известняков к определенным частям разреза, а собственно палеорельеф — локализацию таких линз в плане, т. е. приуроченность их к определенным участкам дна бассейна.

Таким образом, ловушками нефти на Западно-Тишковской площади являются органогенные постройки типа биогермов. В плане они локализованы в виде узкой полосы шириной 0,8—1,5 км, вытянутой субпараллельно зоне Речицко-Вишанского разлома. Размеры органогенных построек обычно 0,7—1,0 км × 1,2—1,8 км. В современном структурном плане они приурочены в основном к антиклинальному поднятию по кровле репера «широкого». Это поднятие в плане не совпадает с соляной брахиантиклиналью, выделяемой по кровле галитовой подтолщи (свод брахиантиклинали расположен южнее). Водорослевые биогермы, по существу, являются ловушками локального литолого-фациального замещения, сформировавшимися на приподнятых участках северного склона Западно-Тишковского палеоподнятия. Аналогичные ловушки, связанные с репером «широким», выявлены на Елизаровской и Осташковичской площадях. Это может свидетельствовать о возможности обнаружения в галитовой подтолще неантиклинальных ловушек на других площадях Припятского прогиба (Тишковская, Речицкая и др.). В палеогеоморфологическом аспекте наиболее благоприятные условия для их формирования существовали в привершинных участках склонов и на вершинах подводных палеоподнятий.

1. Р ж а н н и к о в В. Е. // Докл. АН БССР. 1972. Т. 16. № 9. С. 827.

2. Р е з н и к Е. И., П е л и п е н к о Ю. М. // Ловушки нефти и газа Припятского прогиба (типы и прогноз). Мн., 1981. С. 110.

3. Методика палеогеоморфологических исследований нефтегазоносных областей СССР. М., 1985.

4. Соленакпление и соленосные отложения осадочных бассейнов (в освещении зарубежных ученых). М., 1972.

5. В ы с о ц к и й Э. А., Г а р е ц к и й Р. Г., О б р о в е ц С. М. // Вопросы палеогеографии и палеогеоморфологии нефтегазоносности бассейнов. Мн., 1992. С. 69.