

трансгрессии и регрессии белоглинских и хадумских морей, что обуславливало общие изменения геологических процессов этого времени.

Л и т е р а т у р а

1. Геологические и биотические события позднего эоцена – раннего олигоцена на территории бывшего СССР. Ч.1. Региональная геология верхнего эоцена и нижнего олигоцена. – М., 1996. (Труды ГИН. Вып.489). Ч.2. Геологические и биотические события. – М., 1998. (Труды ГИН. Вып.507).
2. Яночкина З.А., Букина Т.Ф., Ахлестина Е.Ф. и др. Наиболее значимые событийные уровни, выраженные в вещественном составе отложений позднего фанерозоя юго-востока Восточно-Европейской платформы //Известия Саратовского ун-та. Нов. сер. – 2004. – Т.4. – Вып.1-2. – С.63-79.
3. Курлаев В.И., Ахлестина Е.Ф. Палеоген Среднего и Нижнего Поволжья. – Саратов, 1988. – Деп. ВИНТИ, № 8825.
4. Ахлестина Е.Ф., Иванов А.В. Силициты верхнего мела и палеогена Поволжья. – Саратов: изд-во ГосУНЦ "Колледж", 1998.
5. Яночкина З.А., Гуцаки В.А., Иванов А.В. и др. Литолого-фациальные особенности отложений позднего фанерозоя юго-востока Восточно-Европейской платформы. – Саратов: изд-во ГосУНЦ "Колледж", 2000.
6. Жидовинов Н.Я., Ахлестина Е.Ф. Ландшафты и климаты кайнозоя юго-востока европейской части России как основные элементы биосферы //Проблемы изучения биосферы: избран. труды всерос. науч. конф., посвящ. 70-летию выхода в свет "Биосферы" В.И. Вернадского. – Саратов: изд-во ГосУНЦ "Колледж", 1999. – С.149-161.
7. Ахлестина Е.Ф., Жидовинов Н.Я. Юго-восток Русской равнины. Кн. "Изменение климата и ландшафтов за последние 65 миллионов лет". – М.: Геос, 1999. – С.54-62.
8. Ясаманов Н.А. Ландшафтно-климатические условия юры, мела и палеогена юга СССР. – М.: Недра, 1978.
9. Ясаманов Н.А. Древние климаты Земли. – Л., 1985.

УДК 553.98:55 (574.1)

**ПРИУРАЛЬСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОМПЛЕКС
(ИСТОРИЯ СОЗДАНИЯ И РАЗВИТИЯ)**

© 2010 г. О.Н. Марченко
Казахстан, г. Уральск

В историческом аспекте рассмотрены основные этапы создания и развития нефтегазового комплекса в северо-западной части Прикаспийской впадины. Приводятся наиболее полные сведения об объемах глубокого бурения на нефть и газ, количестве скважин по категориям и достигнутым глубинам в пределах геоструктурных зон, охватывающих территорию Приуралья.

В некоторых научных публикациях северную часть Прикаспийской впадины,

район междуречья Эмба-Урала, включая и левобережье реки Урал, называют Приуральем. Это территория Западно-Казахстанской области (ЗКО), пограничная с Россией, где осадочный комплекс отложений состоит из подсолевого и надсолевого мегакомплексов, разделенных толщей гидромических пород кунгурского яруса нижней перми. Весьма сложны горно-геологические условия разреза, обусловленные чередованием терригенных, карбонатных, гидрохи-

мических пород, наличием горизонтов с аномально высокими пластовыми давлениями, водо- и рапопроявляющих, с агрессивными кислыми компонентами, в некоторых частях разреза с прослоями пластичных глин и текучих солей [1-5].

По разработанной схеме геотектонического районирования [6] здесь выделяются внешняя прибортовая часть, зона разновозрастных карбонатных бортовых уступов, внутренняя прибортовая часть Прикаспийской впадины и Центрально-Прикаспийская депрессия с интенсивным развитием соляных куполов и сопряженных с ними межкупольных пространств (схема).

Небезынтересна история нефтегазопроисковых работ в Приуралье, которые за сравнительно небольшой отрезок времени привели к созданию успешно развивающегося нефтегазового комплекса, являющегося основой экономики целого региона. Этому были посвящены публикации [7-8], в кото-

рых отмечалось, что отсутствием "нефтяных полей", выходов на поверхность киров и других битуминозных пород объясняется поздний вход в "нефтяной оборот" земель в среднем течении реки Урала в отличие от его низовий и района бассейна реки Эмбы, где нефтепоисковые работы с добычей нефти начались 110 лет назад. Возникла "Большая Эмба" с известными нефтепромыслами Доссор, Макат, Байчунас, Искине и другими в Атырауской области. В 30-х годах прошлого века началась разработка первых нефтяных месторождений (Джаксымай, Шубаркудук) в Актюбинской области. Но основные открытия в Западном Казахстане в пределах Прикаспийской впадины были впереди – это Кенкияк (1958), Жанажол (1978), Алибекмола (1986) в Актюбинской области; Мартыши (1968), Тенгиз (1979), Королёвское (1986), Кенбай (1986) в Атырауской области; Карачаганак (1979) и Чинарёвское (1991) в ЗКО.



Схема геотектонического районирования (С.М. Камалов и др., 1991). 1 – внешняя прибортовая часть (А – Карповский, Б – Чинарёвский выступы фундамента, В – Погодаево-Остафьевский прогиб); 2-4 – зона бортовых уступов (2 – московско-артинский, 3 – визейско-башкирский, 4 – франско-турнейский); 5 – внутренняя прибортовая часть; 6 – изогипса поверхности подсолевых отложений; 7 – контуры основных месторождений углеводородов

Приуралье – самая "молодая" территория в Прикаспийской впадине, где буровые работы, связанные с поиском и разведкой месторождений углеводородного сырья, начались сравнительно недавно: первая глубокая скважина Уральской нефтеразведкой, специально созданной трестом "Актюбнефтеразведка", была забурена 31 октября 1952 г. на Солдатовском (Уральском) поднятии в пределах Карповского выступа фундамента. Она достигла забоя 2778 м, вскрыв на глубине 2672 м подсолевые карбонатные отложения артинского яруса нижней перми. После бурения в этой структурной зоне еще нескольких скважин, не давших при испытании промышленных притоков нефти, постоянно наращиваемые объемы буровых работ переместились к югу, в Центрально-Прикаспийскую депрессию. Здесь буровые работы Урало-Волжской экспедицией глубокого бурения, вошедшей в состав организованного в 1960 г. треста "Уральскнефтегазразведка", проводились по данным сейсморазведки МОВ и структурно-поискового бурения. В результате были открыты мелкие залежи высокометанового бессернистого газа в песчаных отложениях апшеронского яруса верхнего неогена на площадях Аукетайшагыл (1960) и Порт-Артур (1961) на глубинах соответственно 50-140 м и 202-222 м. На площади Карагай залежь газа в отложениях нижнего мела установлена в 1968 г. на глубине 910-915 м. В это же время в отложениях ачкагыльского яруса трестом "Союзбургаз" (Москва) была открыта залежь газа на площади Саралжин на глубине 295-327 м. Мелкие залежи нефти в терригенных отложениях нижнего триаса выявлены в сводовых частях соляных куполов Болганмола (1963), Чингиз (1969), Бекет (1970) на глубинах от 559 до 1844 м. Однако выявленные месторождения в достаточной степени не были разведаны, их запасы в ГКЗ СССР не рассматривались. Но данный регион в 60-х годах стал широко известен в СССР, и причиной тому была Аралсорская сверхглубокая скважина (6806 м), пробуренная с исполь-

зованием отечественного оборудования, материалов и технологий. Опыт ее строительства оказал большое влияние на развитие техники и технологии глубокого бурения в СССР. Вероятно, из-за слабой методической основы поисков, несовпадения данных бурения и сейсморазведки, заложения скважин в неблагоприятных структурных условиях и часто в единичных количествах, не всегда качественного их опробования существенных открытий в данном регионе не было [9, 7, 8, 4].

Из-за низкой эффективности работ на надсолевые отложения в начале 70-х годов началось освоение подсолевого палеозойского комплекса пород в бортовых (приподнятых) частях Прикаспийской впадины. В частности, на северном борту сейсморазведкой была установлена цепочка локальных поднятий рифового типа, и началось бурение профилей параметрических и поисковых скважин, что привело в 1973 г. к открытию Западно-Тёпловского нефтегазоконденсатного месторождения в нижнепермских карбонатных отложениях. До 1981 г. в этой протяженной (с запада на восток до 90 км) полосе узкого рифового гребня на глубинах 2695-3030 м было открыто еще 6 месторождений (Гремячинское, Ульяновское, Восточно-Гремячинское, Цыгановское, Тёпловское, Токаревское). Их разведка с некоторыми перерывами велась до 1992 г., и после защиты отчета по подсчету запасов в ГКЗ СССР выявленные месторождения, объединенные в Тёпловско-Токаревскую группу нефтегазоконденсатных месторождений (ТТГНГКМ), были переданы в промышленную разработку. ТТГНГКМ была первым "кирпичиком", основой создания нового нефтегазового комплекса в северо-западной части Казахстана. К зарождению этого комплекса нефтеразведчики шли долгих 20 лет – от заложения первой глубокой скважины в северной части Прикаспийской впадины до значительных объемов работ в центральной ее части и более успешного возврата в северную бортовую зону, где и были откры-

ты первые значимые залежи углеводородов (УВ).

Под нефтегазовым комплексом мы понимаем совокупность в определенном регионе выявленных и разрабатываемых месторождений УВ и связанной с ними инфраструктуры по подготовке, транспортировке добытой углеводородной продукции до пунктов ее переработки. Например, Чинарëвская "составляющая" Приуральского нефтегазового комплекса включает Чинарëвское и Рожковское НГКМ, установки по подготовке газа, по демеркаптанзации нефти, нефтепровод длиной 120 км Чинарëвка – Ростоши, железнодорожный нефтеналивной терминал на станции Ростоши.

За 20-летний период работ на Тëпловско-Токаревской группе месторождений были пробурены 104 скважины с общей проходкой 336286 м и средней глубиной 3234 м. 40 скважин оказались продуктивными или коэффициент успешности (удачи) работ составил 0,385 (отношение продуктивных скважин к общему их количеству). По величине утвержденных запасов ТТГНГКМ относится к числу средних. Ее преимуществами являются расположение вблизи крупных населенных пунктов, развитая инфраструктура региона, высокие дебиты скважин. Открытие, связанное с ловушками УВ рифового типа в карбонатных отложениях подсолевого палеозоя, было первым в Прикаспийской впадине и оказалось знаковым, определив в разных ее частях и на многие годы основное направление нефтегазопоисковых работ, что в итоге привело к выявлению крупных (Жанажол, Кенкияк, Алибекмола, Чинарëвское) и уникальных (Карачаганак, Тенгиз, Кашаган) месторождений углеводородного сырья.

После открытия ТТГНГКМ начался этап более целенаправленных и успешных поисков месторождений УВ в подсолевых палеозойских отложениях в северной части Прикаспийской впадины. В 1979 г. во внутренней прибортовой ее части открыто уникальное по запасам и компонентному составу

флюидов Карачаганакское НГКМ, где фонтанный приток газового конденсата был получен в марте 1979 г. при испытании пластоиспытателем КИИ-146-2 М интервала 3908-3937 м в разрезе скв.П-10. Месторождение связано с ловушкой внутрибассейнового атолла, образующего многоярусную ассоциацию рифов в пределах массивного карбонатного резервуара. Размеры атолловидного массива 15х30 км, основная продуктивная часть месторождения, сложенная набором разнообразных карбонатных пород раннепермско-фаменского возраста, залегает в диапазоне глубин 3640-5270 м. Несмотря на большую глубину залегания продуктивного комплекса, месторождение было разведано в сжатые сроки, а опытно-промышленная его эксплуатация (ОПЭ) началась в сентябре 1984 г. Добываемая продукция (газ и конденсат в начальный период) через две нитки газопровода и три нитки конденсатопровода транспортировалась на Оренбургский газоперерабатывающий комплекс. Обессеренный газ по отдельному газопроводу стал подаваться в и г.Аксай.

В 1987 г. при опробовании открытым забоем интервала 5647-5754 м в поисковой скв.15 промышленный приток нефти был получен из отложений среднего девона. Их продуктивность в дальнейшем была подтверждена при испытании в скв.ДР-6 интервалов 5903-5913 м, 5730-5758 м.

В скв.Д-1 промышленная нефтеносность клинцовско-мосоловских и бийских отложений эйфельского яруса среднего девона была установлена еще ниже – в интервале глубин 6120-6256 м. В 1993 г. новая нефтегазовая залежь была выявлена в карбонатных породах франского яруса верхнего девона. При испытании в скв.Д-1 интервала 5766-5792 м дебит нефти через установку "Порта-Тест" на 8-миллиметровом штуцере составил 136,7 м³/сут, газа – 18,5 тыс.м³/сут.

Таким образом, на Карачаганакском месторождении помимо основной залежи установлен второй девонский продуктивный

этаж нефтегазоносности на глубинах 5470-6270 м. Этот этаж еще слабо изучен, но сам факт наличия нефти на таких значительных глубинах (за "порогом" 6 км) является уникальным и обнадеживающим. Не исключено, что девонские отложения в XXI веке станут одним из основных объектов наращивания новых запасов углеводородного сырья в различных частях Прикаспийского нефтегазоносного бассейна, особенно на площадях с развитой инфраструктурой типа Карачаганакского НГКМ с 25-летним сроком разработки [10].

Успешная и ускоренная разведка Карачаганакского месторождения обеспечила надежную сырьевую базу для добычи газа и нефти в северо-западной части Прикаспийской впадины (Приуралье). Она была "становым" форпостом для развития нефтегазодобывающей промышленности на северо-западе Республики Казахстан. Открытие Карачаганака до сих пор считается значительным достижением советской геологической школы. Оно блестяще подтвердило прогноз геологов и ученых разных поколений о возможном наличии крупных промышленных запасов УВ во внутренней, погруженной части Прикаспийской впадины [3-4]. Опыт разведки и освоения Карачаганака в прошлые 80-е годы приобрел всеобщую известность. До сих пор не побит и своеобразный рекорд Карачаганака, заключающийся в бурении массового количества скважин с глубинами ниже 5000 м на одной площади. Из 54 скважин с забоями в интервале глубин 5000-5500 м на площади пробурены 37 скважин или 68,5 %, 5 скважин превысили рубеж 6000 м (до 6458 м), 43 скважины оказались продуктивными, 13 скважин переданы в фонд эксплуатационных. В стоимостном выражении добытая из них продукция (газ, конденсат) окупала все затраты на стадии разведки месторождения.

По существу реальный срок разведки месторождения укладывается в период с 1980 г., когда была закончена испытанием скважина-первооткрывательница П-10, до

1989 г., когда в ГКЗ СССР был защищен с отличной оценкой отчет по подсчету запасов и закончен испытанием еще 43 скважины. Одновременно с разведкой велась ОПЭ газоконденсатной части месторождения ПО "Оренбурггазпром", с 1991 г. – ГКХ "Казахгаз", с 1992 г. – альянсом компаний "Бритиш газ" и "Аджип". При ОПЭ дебит газа достигал 2 млн м³/сут, конденсата – 1300 м³/сут. С 1994 г. разработкой занимается "Карачаганак Петролеум Оперейтинг" – совместное предприятие "Би Джи Групп" (32,5 %), "Эни" (32,5 %), "Шеврон" (20 %), "Лукойл" (15 %). Следует отметить, что за последнее десятилетие инфраструктура месторождения значительно разрослась и укрепилась. После ввода в действие в 2005 г. установки УКПГ-2, где смонтированы мощные компрессоры, на опытном участке началось производство "сайклинг-процесса" с обратной закачкой в пласт сырого газа для поддержания пластового давления и избежания выпадения конденсата в пластовой системе. После строительства трубопровода "Аксай-Бол. Чаган-Атырау", соединившего месторождение с Каспийским трубопроводным консорциумом, карачаганакская нефть вышла на мировой рынок.

Таким образом, Приуральский нефтегазовый комплекс начал действовать с 1984 г., но его расширение (развитие) продолжалось, были новые открытия. Так, в 1986 г. на западе ЗКО, вблизи Токаревского ГКМ на глубинах 2640-3180 м выявлено Каменское ГКМ, связанное с карбонатной толщей (до 150 м) пород казанского яруса верхней перми (калиновский горизонт), зажатой между соленосными породами. Такого типа месторождения не были известны в Прикаспийской впадине, но в северной бортовой ее части они определили одно из направлений нефтегазопроисковых работ [11]. В последующем это привело к открытию (1994) Южно-Гремячинского месторождения нефти на глубине 3158-3184 м, которое, как и Каменское, расположено в междуступной бортовой зоне.

В период с 1989 по 1993 г. в зоне простирания визейско-башкирского бортового уступа в интервале глубин 4218-4738 м выявлены углеводородные месторождения Дарьинское, Чаганское, Ростошинское, продуктивность которых связана с карбонатными отложениями башкирского яруса среднего карбона. Во внешней прибортовой зоне, в пределах Карповского выступа фундамента на глубине 4440-4457 м открыто Приграничное месторождение нефти, связанное с терригенными породами пашийского горизонта франского яруса верхнего девона.

Но наиболее важным стало открытие в 80 км к западу от Карачаганакского месторождения Чинарёвского НГКМ в северной части Чинарёвского выступа фундамента, являющегося одним из крупных геоструктурных элементов во внешней прибортовой части Прикаспийской впадины. Еще в 1966-1976 гг. здесь пытались пробурить две параметрические скважины с проектной глубиной 5000 м, но из-за текучести солей скважины были ликвидированы по техническим причинам. Лишь в 1986 г. была начата бурением поисковая скв.4, при забое 5356 м вскрывшая полный разрез осадочных отложений до кристаллического фундамента. В феврале 1991 г. из интервала 5145-5175 м был получен фонтанный приток газоконденсата. Так была выявлена бийская газоконденсатная залежь в карбонатных отложениях эйфельского яруса среднего девона. В 1992 г. была закончена бурением при забое 5210 м поисковая скв.10 в 11,5 км к востоку от скв.4. При ее испытании была подтверждена продуктивность бийского горизонта и открыта газоконденсатная залежь в афонинском горизонте эйфельского яруса после перфорации интервалов 5005-4980 м и 4935-4912 м. После испытания газоконденсатной части турнейского горизонта в нижнем карбоне (4305-4320 м) и дострела вниз (4320-4328 м и 4390-4395 м) получен и промышленный приток нефти [1, 12].

К сожалению, из-за отсутствия бюджетного финансирования в 1995 г. были оста-

новлены бурением при глубинах 3500-3600 м скв.12 и 13, во временную консервацию введены скв.10 и 11. Лишь спустя пять лет началась новая "жизнь" месторождения, когда лицензию на разведку и добычу получило ТОО "Жайыкмунай". На площади месторождения была проведена высокоразрешающая сейсморазведка МОГТ-3D, до турнейских отложений добурены скв.12 и 13, в пробную эксплуатацию турнейского горизонта введена скв.10 с дебитом нефти до 190 т/сут. В 2002 г. разведочной скв.22 выявлена новая нижнефранская газоконденсатная залежь на глубине 4881-4973 м. В 2004 г. при опробовании пластоиспытателем КИИ-146 интервала 2776-2806 м в процессе бурения скв.20 приток нефти получен из доломитового пласта филипповского горизонта кунгурского яруса нижней перми. Чинарёвский проект является самым успешным в ЗКО и только набирает свои "обороты". По величине извлекаемых запасов УВ месторождение относится к числу крупных. Геологи и раньше предполагали [1, 4, 12], что в пределах Чинарёвского выступа фундамента могут быть открыты и новые месторождения УВ. Этот прогноз оправдался: спустя 15 лет после последнего открытия в 2008 г. в 10 км к югу от Чинарёвского месторождения, в пределах Фёдоровского лицензионного блока ТОО "Урал Ойл энд Газ" открыто Рожковское нефтегазоконденсатное месторождение в карбонатных отложениях турнейского яруса на глубинах 4340-4415 м. Это открытие (23-е по счету) является еще одним "кирпичиком" в фундаменте Приуральского нефтегазового комплекса. Всего на территории ЗКО открыты 5 нефтяных, 6 газовых, 4 газоконденсатных и 8 нефтегазоконденсатных месторождений (табл.1), большее их количество (16) непосредственно составляет основной актив нефтегазового комплекса на северо-западе Казахстана. По опубликованным данным ("Oil & Gas", 2009, № 1), в ЗКО добыча нефти в 2008 г. составила 6258865 т или порядка 9,7 % от объема добычи в стране, добыча кон-

Месторождения углеводородного сырья, выявленные в ЗКО

Место- рождения	Геотектоническое положение	Год открытия скважин- первооткр.	Глубина залегания продукт. отложений, м. Возраст	Состояние месторождения	
1	2	3	4	5	
Аукетайшагыл ГМ	Центрально- Прикаспийская депрессия	<u>1960</u> Г-12	<u>50-140</u> неоген (апшеронский ярус)	в доразведке	
Порт-Артур ГМ		<u>1961</u> П-27	<u>202-222</u> неоген (апшеронский ярус)		
Саралжин ГМ		<u>1963</u> Р-1	<u>295-327</u> неоген (акчагыл. ярус)		
Болганмола НМ			<u>1963</u> Г-3	<u>1835-1844</u> нижний триас	в консервации
Карагай ГМ			<u>1968</u> Г-3	<u>910-915</u> нижний мел (баррем.ярус)	
Бекет НМ			<u>1972</u> Г-1	<u>1179-1185</u> нижний триас	
Чингиз НМ			<u>1973</u> Г-8	<u>559-1748</u> нижний триас	
Западно- Тёпловское НГКМ	Северная бортовая зона Прикаспийской впадины. Нижепермский бортовой карбонатный уступ	<u>1973</u> Г-5	<u>2715-2995</u> нижняя пермь (кунг.-артинск. ярус)	в освоении	
Гремячинское ГКМ		<u>1974</u> Г-2	<u>2695-3030</u> нижняя пермь (кунг.-артинск.ярус)		
Ульяновское ГКМ		<u>1976</u> П-47	<u>2735-3020</u> нижняя пермь (кунг.-артинск.ярус)		
Восточно- Гремячинское НГКМ		<u>1976</u> Г-28	<u>2760-2970</u> нижняя пермь (артинск.ярус)		
Цыгановское НГКМ		<u>1977</u> Г-24	<u>2820-2925</u> нижняя пермь (артинск.ярус)		
Тёпловское НГКМ		<u>1979</u> Г-43	<u>2826-3028</u> нижняя пермь (артинск.ярус)		
Токаревское ГКМ		<u>1980</u> Г-2	<u>2750-2940</u> нижняя пермь (артинск.ярус)		
Карачаганак НГКМ	Внутренняя прибортовая часть Прикаспийской впадины	<u>1979</u> П-10	<u>3640-5270</u> основная нижепермско- фаменская залежь	в разработке с 1984 г.	
		<u>1988</u> Г-15	<u>5470-6270</u> девонский или франско- эйфельский этаж	в доразведке	
		<u>1993</u> Д-1	продуктивности		
Каменское ГКМ	Межуступная северная бортовая зона Прикаспийской впадины	<u>1986</u> Г-2	<u>2640-3182</u> верхняя пермь (казанский ярус, калиновский горизонт)	в освоении	

1	2	3	4	5
Дарьинское НГКМ	Северная бортовая зона Прикаспийской впадины, визейско-башкирский бортовой уступ	<u>1989</u> Г-1	<u>4218-4270</u> средний карбон (башкирский ярус)	в доразведке
Чаганское ГМ		<u>1990</u> Г-2	<u>4515-4619</u> средний карбон (башкирский ярус)	в консервации
Чинарѳвское НГКМ	Внешняя прибортовая зона Прикаспийской впадины, Чинарѳвский выступ фундамента	<u>1991</u> Г-4 <u>1993</u> Г-10	<u>2770-5300</u> нижняя пермь-средний девон (ѳйфельский ярус)	в разведке, пробная эксплуатация турнейской залежи с 2000 г.
Приграничное НМ	Внешняя прибортовая зона Прикаспийской впадины, Карловский выступ фундамента	<u>1993</u> П-48	<u>4440-4457</u> верхний девон (франский ярус)	в доразведке
Ростошинское ГМ	Северная бортовая зона Прикаспийской впадины, визейско-башкирский бортовой карбонатный уступ	<u>1993</u> Г-1	<u>4218-4395</u> верхняя пермь (калиновская свита) <u>4624-4738</u> нижняя пермь (башкирский ярус)	
Южно-Гремячинское НМ	Межуступная северная бортовая зона Прикаспийской впадины	<u>1994</u> Г-2	<u>3158-3184</u> верхняя пермь (казанский ярус, калиновский горизонт)	
Рожковское НГКМ	Внешняя прибортовая зона Прикаспийской впадины, Чинарѳвский выступ фундамента	<u>2008</u> У-10	<u>4340-4415</u> нижний карбон (турнейский ярус)	в разведке

денсата – 5594312 т (93,1 %), газа – 15098749 тыс.м³ (45,1 %).

Подводя итоги развития Приуральско-го нефтегазового комплекса, отметим, что за период проведения нефтегазопроисковых работ (с конца 1952 г. и до середины 2009 г.) на территории ЗКО на 93 площадях были пробурены 445 глубоких скважин с общим метражом 1468781 м. Это относительно небольшая величина по сравнению с тысячами скважин, пробуренных в Атырауской области и сотнями – в Актюбинской. Но ЗКО осталась лидером и по самой глубокой скважине в Евразии: Долинская параметрическая скважина во внутренней части Прикаспийской впадины в 1993 г. достигла глубины 7006 м. Касаясь общепринятой (пока) в геологической литературе классификации

скважин по категориям, отметим, что из 445 скважин 51 является параметрической (11,5 %), 276 – поисковыми (62 %), 118 – разведочными (26,5 %). В свое время такое соотношение скважин в регионе признавалось наиболее оптимальным. В последнее десятилетие все закладываемые новые скважины стали называть разведочными, хотя чаще они выполняют функцию поисковых. Отдельную категорию составляют эксплуатационные скважины. На Карачаганаке, кстати, их пробурено более сотни, началось строительство этих скважин и на Чинарѳвском НГКМ.

В табл.2 и 3 отражены наиболее полные в статистическом выражении и геологическом аспекте сведения об объемах бурения и количестве скважин в основных гео-

структурных зонах северной части Прикаспийской впадины, охватывающей территорию ЗКО, за весь период нефтегазопроисследовательских работ по состоянию на 01.07.09 г.

Наилучшие результаты получены в пределах внешней и внутренней прибортовых частей Прикаспийской впадины, где коэффициент успешности (удачи) геологоразведочных работ составил соответственно 0,461 и 0,581. Наименьшим этот параметр является в Центральном Прикаспии, где из 169 пробуренных скважин только 21 оказалась продуктивной (коэффициент успешности 0,124). В целом по региону коэффициент успешности составляет 0,301, что соответствует среднемировому уровню, находящемуся в пределах 0,3 (табл.2).

Однако изученность глубоким бурением территории ЗКО остается пока низкой. Если исходить из плотности бурения и площади ЗКО (153,3 тыс. км²), то одна скважина приходится на 344,5 км², а с учетом пробуренного метража на 1 км² площади приходится 9,6 пог. метров скважин. Наибольшее количество скважин (128 или 28,8 %) из общего числа пробуренных (445) приходится на интервал глубин от 3000 до 4000 м, в котором залегают нефтегазоконденсатные залежи Тепловско-Токаревской группы месторождений. Забои 77 скважин (17,3 %) находятся в интервале глубин 5000-5500 м. 48 из них являются продуктивными, коэффициент успешности составляет 0,623, что является наивысшим показателем

Таблица 2

Сводные данные о результатах глубокого бурения на нефть и газ в пределах ЗКО (с 31.10.1952 по 01.07.2009 г.)

Геоструктурные зоны	Кол-во площадей	Объем глубокого бурения, м	Кол-во пробуренных скважин, в т.ч. продуктивных	Средняя глубина скважин, м	Кэф. успеш. ГРП (КУ)	Выявл. месторожд. УВ
Внешняя прибортовая часть Прикаспийской впадины	12	177579	$\frac{39}{18}$	4553	0,461	Приграничное, Чинарѳвское, Рожковское
Зона разновозрастных бортовых уступов	29	592002	$\frac{163}{52}$	3632	0,319	ТТГНГКМ: Каменское, Южно-Гремячинское, Ростошинское, Чаганское, Дарьинское
Внутренняя прибортовая часть Прикаспийской впадины	14	382771	$\frac{74}{43}$	5173	0,581	Карачаганак
Центрально-Прикаспийская депрессия	38	320869	$\frac{169}{21}$	1899	0,124	Аукетайшагыл, Порт-Артур, Болганмола, Саралжин, Карагай, Беккет, Чингиз
Итого по северной и центральной частям Прикаспийской впадины в границах ЗКО	93	1468781	$\frac{445}{134}$	3301	0,301	

по интервальности достигнутых глубин (табл.3).

Известно, что нефтегазопоисковые работы занимают основное место в процессе освоения нефтегазовых ресурсов, в общей структуре топливно-энергетического комплекса. Их результаты в итоге всегда окупаются в процессе разработки месторождений. Они являются главным звеном устойчивого развития нефтегазодобывающей отрасли. В настоящее время в пределах ЗКО продолжают разведочные работы на Чинарёмском и Рожковском месторождениях. Инвесторы пришли и на другие ра-

нее открытые месторождения (Приграничное, Южно-Гремячинское, Ростошинское, Дарьинское). Новые сейсмические работы с целью поисков месторождений нефти и газа проводятся на Северо-Карповском, Южно-Карповском, Фёдоровском и Каменковском лицензионных блоках, охватывающих северную бортовую часть Прикаспийской впадины. В будущем специалисты нефтегазовой отрасли достаточно обоснованно рассчитывают на открытия в пределах Приуральского нефтегазового комплекса новых месторождений углеводородного сырья.

Таблица 3

Распределение скважин по интервалам достигнутых глубин

Геоструктурные зоны	До 1000	2000	3000	4000	5000	5500	6000	6500	7006	Итого
Внешняя прибортовая часть Прикаспийской впадины			<u>5</u>	<u>5</u>	<u>7</u>	<u>21</u>	<u>1</u>			<u>39</u> 18
Зона разновозрастных бортовых уступов		<u>1</u>	<u>17</u>	<u>99</u>	<u>26</u>	<u>14</u>	<u>5</u>	<u>1</u>		<u>153</u> 52
Внутренняя прибортовая часть Прикаспийской впадины				<u>3</u>	<u>14</u>	<u>42</u>	<u>9</u>	<u>5</u>	<u>1</u>	<u>74</u> 43
Центрально-Прикаспийская депрессия	<u>42</u>	<u>59</u>	<u>40</u>	<u>21</u>	<u>6</u>				<u>1</u>	<u>169</u> 21
Итого по северной и центральной частям Прикаспийской впадины в границах ЗКО	<u>42</u>	<u>60</u>	<u>62</u>	<u>128</u>	<u>53</u>	<u>77</u>	<u>15</u>	<u>6</u>	<u>2</u>	<u>445</u> 134
Коэффициент успешности ГРП в поинтервальном диапазоне	0,357	0,066	0,145	0,28	0,32	0,623	0,133	0,5	-	0,301

Л и т е р а т у р а

1. Марченко О.Н. Перспективы и проблемы поиска нефти и газа в Приуралье //Энергетика и топливные ресурсы Казахстана. – 1993. – № 4 (6). – С.8-12.
2. Москаленко Б.Н., Марченко О.Н., Елеулов Х.А. и др. Основные черты строения и нефтегазонасность Северного Прикаспия //Геология Казахстана. – 1994. – № 5. – С.80-87.
3. Марченко О.Н. От Кенкияка до Карачаганак (нефть глазами очевидца) //ИПК "Дастан". – Уральск, 2003.

4. Марченко О.Н. Геологические условия и результаты работ по освоению нефтегазового потенциала Северного Прикаспия. Обзорная информация //ИПК "Дастан". – Уральск, 2006.
5. Марченко О.Н. О нефтегазоносности Северного Прикаспия //Нефтегазоносность Казахстана. – Алматы-Атырау. – 2001. – С.57-59.
6. Камалов С.М., Марченко О.Н., Матлошинский Н.Г., Гайнанов С.Б. Нефтегазогеологическое районирование северной части Прикаспийской впадины //Недра Поволжья и Прикаспия. – 1991. – Пробный выпуск. – С.19-23.
7. Марченко О.Н., Бахтияров Р.Б., Альжанов А.А. и др. К истории глубокого бурения в Приуралье (статистика, результаты, тенденции развития) //Геология и разведка недр Казахстана. – 1997. – № 1. – С.47-50.
8. Марченко О.Н. К истории и результатам нефтегазопоисковых работ в северо-западной части Прикаспия //Недра Поволжья и Прикаспия. – 2002. – Вып.29.- С.27-31.
9. Камалов С.М., Марченко О.Н., Айзенштадт Г.Е.-А., Камалов Х.С. К проблеме освоения ресурсов нефти и газа надсолевого комплекса Северного Прикаспия //Известия АН Каз. ССР, сер.геол. – 1991. – № 1. – С.3-6.
10. Москаленко Б.Н., Елеулов Х.А., Марченко О.Н., Касьяненко А.А. Строение и нефтегазоносность девонских отложений Карачаганак //Геология и разведка недр Казахстана. – 1995. – № 6. – С.26-30.
11. Камалов С.М., Марченко О.Н., Матлошинский Н.Г., Чепелюгин А.Б. и др. Поиски нефти и газа в нижнеказанских карбонатных отложениях северной бортовой зоны Прикаспийской впадины //Геология нефти и газа. – М. – 1988. – № 2. – С.29-33.
12. Москаленко Б.Н., Акчулаков У.А., Елеулов Х.А., Марченко О.Н. и др. Чинарёвский выступ: геология, нефтегазоносность, перспективы //Геология и разведка недр Казахстана. – 1995. – № 2. – С.13-19.

Г Е О Ф И З И К А

УДК 550.384

СТРУКТУРА ПАЛЕОМАГНИТНОЙ ШКАЛЫ И ОСОБЕННОСТИ РЕЖИМА МАГНИТНОЙ ПОЛЯРНОСТИ В НЕОГЕНЕ

© 2010 г. Л.В. Гребенюк

НИИ естественных наук Саратовского государственного университета

По совокупности основных палеомагнитных характеристик (частоте инверсий и асимметрии полярности) гиперзона Согдиана общей магнитостратиграфической шкалы подразделена на три суперзоны: Согдиана I (хатт – сакараул продолжительностью около 7 млн лет), Согдиана II (коцахур – нижний сармат, 7 млн лет) и Согдиана III (верхний сармат – неоплейстоцен, 9,5 млн лет). Суперзоны разделены крупными ортозонами прямой полярности длительностью около 1,5-2 млн лет каждая. Структурирование гиперзоны с помощью отчетливо выраженных изменений количественных характеристик магнитного поля дает возможность получить более полное и объективное представление об эволюции геомагнитного поля за последние ~30 млн лет.

Для понимания основных особенностей эволюции магнитного поля Земли и выделения ее главных этапов и рубежей необходимо структурирование шкалы магнитной поляр-