

площадного прогноза и построению карт эффективных нефтенасыщенных толщин пластов, расчету площадей залежей, рекомендациям бурения скважин.

В ходе выполнения работ были построены прогнозные карты радиусов девиаций Δh , карты отклонения данных бурения и сейсморазведки. В основу построений прогнозных карт легло сопоставление структурных планов по основным целевым горизонтам полученных в ходе обработки и интерпретации сейсмических исследований данных бурения в пределах съемок 3D. При сопоставлении использовались данные только поискового, разведочного и углубленного бурения. Построение карт радиусов девиаций проводилось в интерпретационных модулях SeisEarth и iMap программного пакета "Paradigm Geophysical", в программе Isoline.

Исходными данными явились значения абсолютной глубины залегания горизонта по данным структурных построений по съемкам 3D и маркеры этого горизонта по данным в точке координаты скважины. Контроль точности прогноза осуществляется полуавтоматически по расхождению между картой глубин и значений глубин в скважине.

Полученные прогнозные карты могут использоваться с некоторой долей достоверности при геологическом моделировании, при оценке точности и достоверности структурного каркаса, полученного по данным сейсморазведки. По отраженной информации на картах можно судить о полноте массива существующих сейсмических и скважинных данных.

Знание основных причин расхождения данных сейсморазведочных работ и бурения и величин самих отклонений, встреченных характерных особенностей и препятствий при проведении сейсморазведочных работ на определенных участках может быть использовано при планировании и проведении дальнейших сейсморазведочных работ, переобработке и переинтерпретации имеющихся геолого-геофизических материалов, что позволит повысить эффективность проектируемых работ и уменьшить затраты на их проведение.

ОСОБЕННОСТИ СОЛЯНО-КУПОЛЬНОЙ ТЕКТониКИ ЦЕНТРАЛЬНО-АСТРАХАНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

М.Е. Дуванова, заведующая Астраханским сектором

ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть»,

тел.: (8512)48-40-42, 8905 362-78-10; e-mail: marya.duvanova@yandex.ru

Е.Н. Лиманский, аспирант

Калмыцкий государственный университет, г. Элиста,

тел.: 8(8472)-26-27-99; e-mail: geologi2007@yandex.ru

Рецензент: Бражников О.Г.

Анализ фактического материала позволил рассмотреть тектонические элементы соляного комплекса Центрально-Астраханского газоконденсатного месторождения, по данным результатов бурения скважин и по данным геологоразведочных работ.

The analysis of an actual material has allowed to consider tectonic elements of a hydrochloric complex of Central Astrakhan gas condensate deposit, according to results of drilling of wells and according to prospecting works.

Ключевые слова: месторождение, кунгурские отложения, скважина, исследования, анализ, купол.

Key words: deposit, kungurian sediment, well, researches, analysis, dome.

Центрально-Астраханское газоконденсатное месторождение – часть Астраханского свода, который по существующим на сегодняшний день представлениям является крупным поднятием, сформированным к концу нижнедевонского времени. Как и ряд других выступов фундамента Астраханско-Актюбинской зоны поднятий, сформировался как останец в результате обособления от Восточно-Европейской платформы Устюртского блока [1].

На месторождении наблюдается наличие значительной толщи галогенных образований нижнепермского возраста. Накопление отложений происходило в результате длительного прогибания земной коры. Сложное проявление соляной тектоники обусловило многообразие локальных поднятий в надсолевом комплексе. К настоящему времени на Центрально-Астраханском газоконденсатном месторождении сейсморазведкой 2D и 3D выявлено пять куполов, два диапира из них на Пойменном куполе и Хошеутовском диапире выполнены буровые работы.

В кунгурско-триасовый и юрско-четвертичный этапы территория заполнялась галогенно-терригенной толщей осадков.

Структура надсолевой толщи завалирована соляным тектогенезом. Характерной особенностью является наличие соленосных отложений кунгура большой мощности и различной конфигурации.

Проявление галогенеза обусловило различную полноту стратиграфического разреза надсолевого комплекса. Наиболее полно разрез представлен в межсолевых мульдах.

В разрезе осадочного чехла Центрально-Астраханского газоконденсатного месторождения выделяются два структурно-тектонических этажа: подсолевой – рифейско-палеозойский и солянокупольный, представленный отложениями от кунгурского возраста до четвертичного включительно [2].

Отраженные волны, связанные с кровлей соли, прослеживаются однозначно, в основном, в пределах сводовых частей соляных диапиров. В сводах куполов нередко отмечаются тектонические нарушения. В пределах склонов соляных куполов основным признаком выделения отражений от кровли соли является аномальный наклон осей синфазности. На крутые же склоны куполов указывает и прекращение прослеживания терригенных пермо-триасовых отложений (рис. 1).

На территории Центрально-Астраханского газоконденсатного месторождения проводились сейсмические работы, по результатам этих работ в волновом поле хорошо выделяются отражения от всех основных литолого-стратиграфических границ, распространенных на Астраханском своде [2].

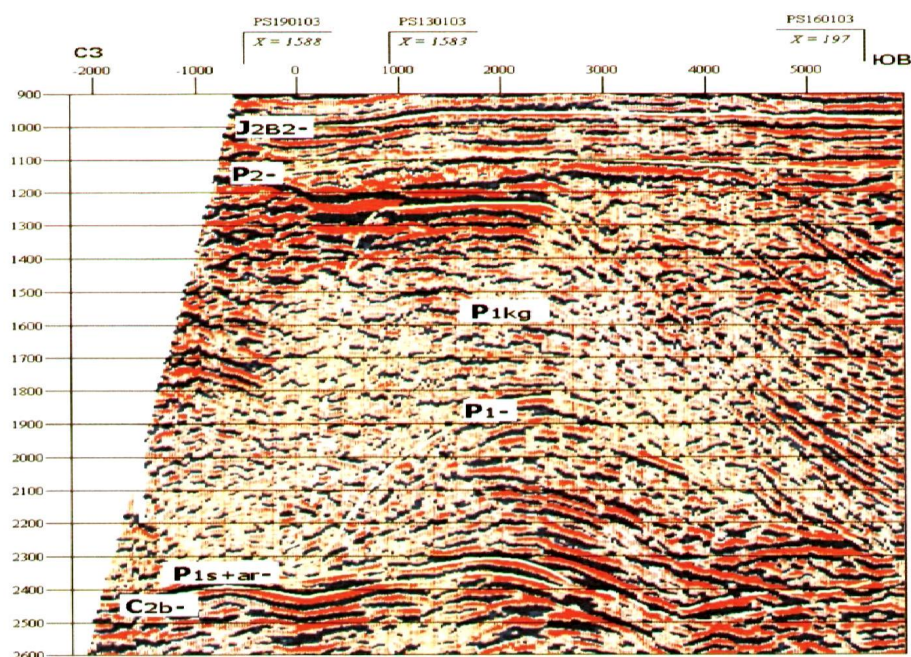


Рис. 1. Проявления соляного диапиризма в южной части площади исследований

С целью изучения внутренней структуры башкирского продуктивного горизонта была проведена сейсмика 3D центральной части Центрально-Астраханского газоконденсатного месторождения. При обработке данных основные проблемы были связаны со сложной тектоникой, представленной чередованием соляных тел и мульд различного литолого-фациального наполнения.

Нами был проведен анализ сейсмических данных, геофизических исследований и результатов бурения. Результатом проведенных работ стала структурная карты поверхности соли для куполов и смежных межкупольных мульд (рис. 2).

Кроме сейсморазведочных работ, проводились исследования гравиметрическими и электроразведочными методами, результаты которых использовались для изучения рельефа соленосных отложений. С целью изучения геологического строения в пределах Центрально-Астраханского газоконденсатного месторождения были проведены гравиразведочные работы.

Структурная карта поверхности дает представление о рельефе соленосных образований, который довольно сложен. В структурные построения по кровле соли в северной и центральной части участка внесены коррективы с учетом данных бурения скважин.

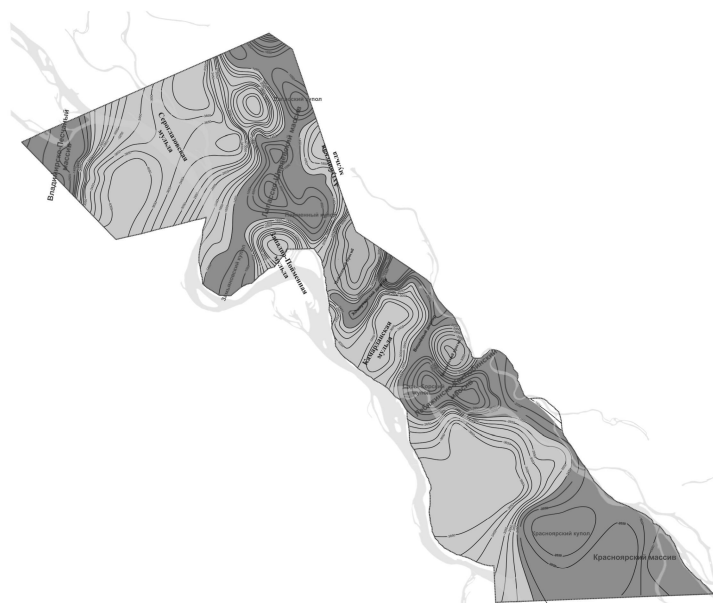


Рис. 2. Тектонические элементы соляного комплекса Центрально-Астраханского газоконденсатного месторождения

В пределах Центрально-Астраханского газоконденсатного месторождения расположен ряд тектонических элементов соляного комплекса (рис. 2). На юго-востоке расположен Красноярский купол Красноярского массива. Далее к центральной части месторождения расположен Сары-Сорский купол Лебяжинско-Коктюбинского соляного массива, переходящий в Бахаревский прогиб, ближе к центральной части лицензионного участка располагается впервые закартированный Вишневый диапир. Между Вишневым и Хошеутовским диапиром располагается Камарданская мульда, переходящая в Хошеутовский диапир, который был вскрыт бурением. Хошеутовский диапир пересекает с востока на запад в центральной части участок работ. Далее к северу – Пойменный прогиб, с запада ограниченный Западно-Пойменной мульдой. Пойменный прогиб так же, как и Пойменный купол, расположенный на севере Лапасско-Ширяевского соляного массива, был освоен бурением [3].

Нами сделан анализ результатов бурения, геофизических данных и промысловых данных, в результате был построен разрез и сделан вывод, что солевые разрезы характеризуются развитием мощных толщ солей, образующих благодаря своей пластичности массивы, купола и связывающие их мульды. Разрез соляных отложений представлен кунгурским ярусом, который представляет собой мощную галогенную формацию, подразделяющуюся на две части: верхнюю – сложенную мощной толщей галогенно-сульфатных отложений, выделенных в иреньский горизонт, и нижнюю – карбонатно-сульфатную, выделенную в филипповский горизонт, сложенную переслаиванием доломито-ангидритовых пород с прослоями и линзами аргиллитов, алевролитов и песчаников.

Филипповский горизонт

В кровле горизонта залегает пласт известняков темно-серых, буровато-коричневых, скрытокристаллических, тонкослоистой текстуры, битуминозных.

Ниже в разрезе выделяется пачка ангидритов серых, светло-серых, тонко-мелкокристаллических, средней и слабой крепости, с неравномерными

микрослойками известняков буровато-серых или коричневых, тонко-, микрозернистых.

В нижней части горизонта залегают известняки коричневато-серые, темно-бурые, доломитизированные, мелкозернистые, с прослоями и включениями ангидрита, переходящие в сульфатно-карбонатные породы темно-серого цвета, волнисто-слоистой структуры за счет частого переслаивания ангидритов темно-серых и известняков доломитистых коричневато-серых.

Толщина горизонта – 35 м.

Иреньский горизонт

В кровле горизонта выделяется пачка ангидритов (толщина 20 м) светло-серых, белых с желтоватым и розоватым оттенком, мелкокристаллических, однородной, реже пятнистой текстуры, средней крепости. Подавляющую долю в литологическом составе составляет каменная соль (галит) – преимущественно бесцветная или серая, прозрачная, полупрозрачная, реже розоватая и желтоватая, разнокристаллическая, обычно крупно- и среднекристаллическая. В солях выделяются прослой глины обычно серых (от светлых до темных разностей), пластичных и вязких, иногда уплотненных, аргиллитоподобных, с неравномерной примесью алевролитов, известковистого и гипсового материала. Толщина прослоев – 1–5 м, единично – 25 м.

В верхней и нижней частях разреза отмечаются многочисленные тонкие прослой ангидритов (иногда в ассоциации с гипсами) белых, светло-серых, розовато-серых, желтовато-серых, пестроцветных, скрыто- и мелкокристаллических, слабой и средней крепости, толщиной 1–5 м.

В нижней части разреза в солях выделяются пачки ангидритов, к которым приурочены единичные прослой глины и карбонатных пород толщиной 1–3 м. Глины серые, тонкослоистые, алевролитовые. Известняки глинистые буровато-серые, мелкозернистые, тонкослоистые, доломитистые, плотные, средней крепости, в нижней пачке неравномерно битуминозные. Доломиты темно-серые, глинисто-известковистые, тонко- и мелкозернистые, средней крепости со следами окремнения.

Верхнепермские отложения – это достаточно однородная толща аргиллитов с прослоями алевролитов и песчаников, вскрытые толщины изменяются от 0 до 1000 м.

Мезозойская группа представлена отложениями триасового, юрского и мелового возрастов, перекрытыми более молодыми осадками, входящими в кайнозойскую группу (палеоген, неоген и четвертичные).

Отложения кунгурского возраста широко распространены на Астраханском своде. Они слагают ядра соляных куполов, а в последнее время впервые вскрыты на полную мощность на Сухотинской, Каракульской, Высоковской, Долгожданной, Пионерской, Светлошаринской, Аксарайской и Пойменных площадях. Выходы кунгурских отложений на дневную поверхность известны в окрестностях озера Баскунчак по балкам Синяя, Пещерная и в урочище Шар-Булак [4].

Соляной тектогенез различной интенсивности обусловил стратиграфическую полноту надсолевого разреза, многообразие соляных куполов, различающихся между собой по форме, размерам, глубине залегания соляного ядра, времени формирования.

В надсолевом комплексе в пределах Астраханского свода и ближайшего обрамления мелкие месторождения нефти и газа и их проявления отмечены в породах всех возрастов – от верхнепермских до неоген-четвертичных. По-

тенциальные ресурсы углеводородов надсолевого комплекса оцениваются невысоко. По сравнению с подсолевым комплексом в отношении 1 : 500.

Скопления углеводородов в отложениях надсолевого комплекса многими исследователями расцениваются как вторичные, за счет перетоков из подсолевых. Нефте- и газопроявления в надсолевых отложениях обнаружены во всех стратиграфических интервалах разреза, начиная с верхнепермского (P2) заканчивая неоген-четвертичным (Q+N).

Верхнепермские отложения имеют очень богатые перспективы в Прикаспийской впадине. Залежи распространены в условиях крутых склонов соляных куполов и антиклинальных перегибов в межсолевых мульдах.

В надсолевом комплексе на соляных куполах обнаружено несколько месторождений газа, стратиграфически приуроченных в основном к нижнему триасу, а также залежи нефти в юрских и меловых отложениях.

В целом на Центрально-Астраханском газоконденсатном месторождении возможно открытие мелких по запасам залежей нефти и газа, связанных с литологически и стратиграфически экранированными ловушками, приуроченными к соляным куполам.

Библиографический список

1. *Воронин Н. И.* Особенности геологического строения и нефтегазоносность юго-западной части Прикаспийской впадины / Н. И. Воронин. – Астрахань : Изд-во АГТУ, 2004. – 45 с.
2. *Попович С. В.* Изучение особенностей строения нижнебашкирского карбонатного резервуара Астраханского свода для оптимизации построения геологической и гидродинамической моделей Центрально-Астраханского серогазоконденсатного месторождения : отчет / С. В. Попович, Ю. М. Андреев. – Волгоград, 2006. – С. 38–56.
3. *Попович С. В.* Изучение особенностей строения продуктивных толщ Центрально-Астраханского газоконденсатного месторождения по комплексу геофизических данных и бурения : отчет / С. В. Попович, О. Г. Бражников. – Волгоград, 2010. – 57 с.
4. *Пороскун В. И.* Заключение по особенностям строения Пойменного газоконденсатного месторождения : отчет / В. И. Пороскун. – М. : ВНИГНИ, 2004. – С. 33–38.

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ГЛУБИННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ КАСПИЙСКОГО МОРЯ

О.А. Серебрякова, аспирант

*Астраханский государственный университет,
тел.: (88512)52-49-99*131; e-mail: geologi2007@yandex.ru*

Рецензент: Бухарицин П.И.

Исследованы газовые компоненты донных отложений Каспийского моря, установлена приуроченность донных газовых аномалий к продуктивным нефтегазовым залежам в глубинных горизонтах, что может служить критерием оценки перспектив нефтегазоносности новых геологических морских территорий.

Gas components of the sediments of the Caspian sea were researched, the association of bottom gas anomalies in productive oil and gas deposits in abyssal horizons was established, which can serve as criterion for assessment of the hydrocarbon potential of new geological marine areas.