

Геологическая эффективность геофизических работ в междуречье Волго-Ахтубинской поймы на примере Центрально-Астраханского серогазоконденсатного месторождения

Стенин В.П., ОАО «ЛУКОЙЛ», г. , Керусов И.Н., ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Делия С.В., Алексеев А.Г., Фирсов А.В., ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть», г. Астрахань

Центрально-Астраханское серогазоконденсатное месторождение расположено в междуречье Волги и Ахтубы в пределах Астраханского свода на юго-западе Прикаспийской впадины (рис. 1).

Имеющиеся геолого-геофизические материалы указывают на то, что Астраханский свод является структурой древнего заложения, сформировавшейся как крупное поднятие к концу нижнедевонского времени.

Астраханский свод является крупной зоной нефтегазоаккумуляции, занимающей длительное время повышенное положение относительно сопредельных районов Прикаспийской впадины, что обуславливает благоприятные условия для миграции и формирования весьма значительных залежей УВ в его пределах.

Территория Астраханского свода наиболее хорошо изучена по кровле карбонатных отложений среднекаменноугольного возраста, по которым выявлен ряд крупных структурных форм и открыты месторождения: АГКМ, ЦАГКМ, Алексеевское, Табаковское. Наименее изучена территория Волго-Ахтубинской поймы. Изучение началось в 1969 г: проведением сейсморазведочных работ методом МОВ. Наиболее интенсивно сейсморазведочные работы методом МОГТ проводились в 1977-1979 г.г. тематической партией Астраханской геофизической экспедиции. За последние годы (2002-2008 г.г.) на территории Пойменного участка было отработано порядка 700 пог.км сейсмических профилей. По результатам этих работ было уточнено геологическое строение Пойменного лицензионного участка в целом по всему комплексу отложений осадочного чехла, прослежены надсолевые и подсолевые отражающие горизонты, детализирован структурный план продуктивной толщи башкирского горизонта по отражающему горизонту I П (C₂b).

До 2003 г. Пойменный участок скважинами не разбуривался. Бурение на подсолевые

палеозойские отложения проводилось в основном в лево- и правобережной частях Астраханского свода, пограничных с Пойменным участком. Наиболее глубокими из них являются скважины: 2-Долгожданная (4937,0 м), 1-Астраханская (4853,0 м), 15-Астраханская (4809,0 м) и 7-Астраханская (5012,0 м), которые вскрыли визейские отложения нижнекаменноугольных пород.

Центрально-Астраханское серогазоконденсатное месторождение было открыто бурением скважины 1-Приморская в 2004 году. В результате бурения этой скважины в башкирских отложениях открыта залежь сероводородного газа с высоким содержанием конденсата. При испытании продуктивных отложений в интервале 4040,5 – 4090,5 м был получен промышленный приток газа и конденсата.

При подсчете запасов газа Центрально-Астраханского месторождения в 2004 году была принята разломно-блоковая модель геологического строения, для чего использованы материалы сейсморазведочных работ 2Д, проведенные в пойменной части Астраханского месторождения в 2002-2004гг., космоснимки и топокарты масштаба 1:100000.

При обосновании модели были учтены такие факторы, как: существенный перепад отметок кровли башкирского горизонта и поверхности ГВК на Астраханском ГКМ, Центрально-Астраханском ГКМ и Западно-Астраханском ГКМ, различия в составе пластового газа данных месторождений, а так же ряд других особенностей.

На основании анализа космоснимков и данных сейсморазведки на территории Центрально-Астраханского месторождения были выделены блоки различного ранга, ограниченные вертикальными, наклонными пологими амплитудными разломами и зонами аномальной трещиноватости, шириной до 200 м и более. Был сделан вывод о том, что башкирский резервуар гидродинамически разделяется на самостоя-

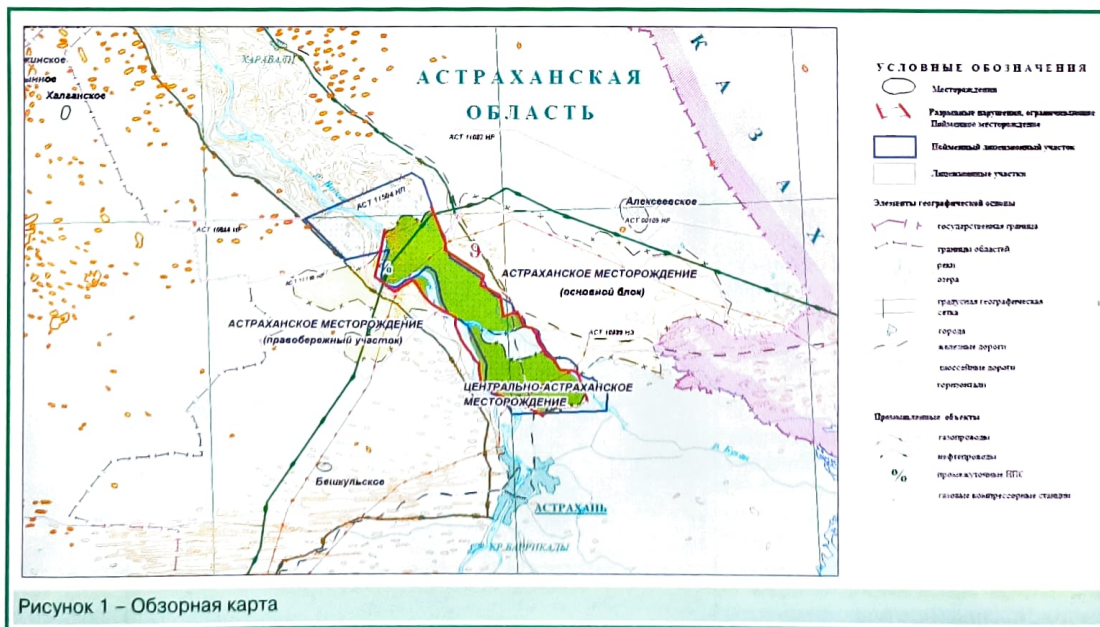


Рисунок 1 – Обзорная карта

О ГЛАВНОМ
ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ
ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

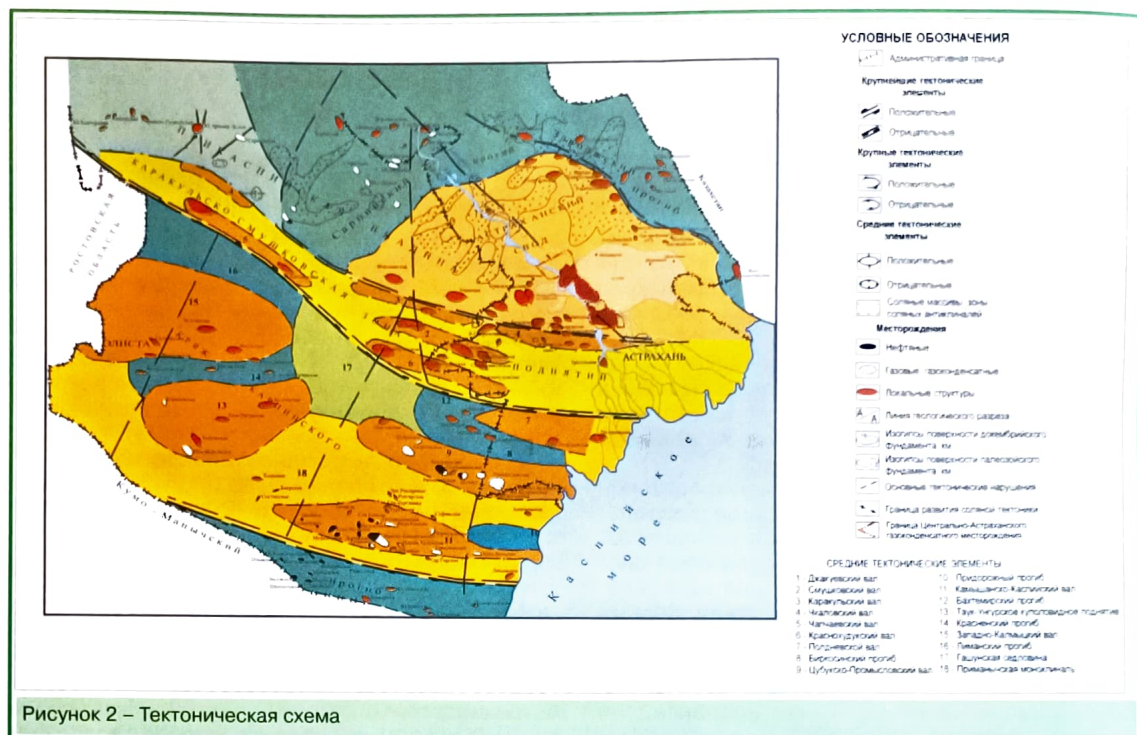


Рисунок 2 – Тектоническая схема

тельные блоки - правобережный, пойменный и левобережный, а Центрально-Астраханское месторождение является самостоятельным объектом, не связанным с другими залежами в башкирских отложениях на Астраханском своде (рис.2).

Тем не менее, современное состояние изученности Центрально-Астраханского месторождения оставляет вопрос о его геологическом строении открытым.

По результатам проведенных исследований было принято решение о бурении разведочной скважины 2-Центрально-Астраханская. Разведочная скважина № 2-Центрально-Астраханская закладывалась с проектной глубиной 4384 м (проектный горизонт – средний карбон (башкирский ярус). Скважина расположена в контуре запасов категории С2 по пласту С2b. Скважина закладывалась с целью получения дополнительных данных о газоконденсатной башкирской залежи в зоне довольно высоких значений суммарных эффективных газонасыщенных толщин. Скважина должна была обеспечить перевод геологических запасов из категории С2 в категорию С1 после проведения сейсморазведки 2Д, 3Д и испытания целевого объекта в колонне.

Данная скважина представляет собой уникальный проект, т.к. является наклонно-направленной, бурилась в условиях солянокупольной тектоники, проектный горизонт насыщен газом с содержанием сероводорода свыше 30%. В надсолевой части градиент пластового давления составляет 1,06 г/см³, в соли от 1,2 до 1,56 г/см³, в филипповских отложениях нижней перми 1,7 г/см³, в башкирских отложениях карбона от 1,56 (в кровле) до 1,52 г/см³ в (нижней части). Высокая текучесть соли обусловила необходимость бурения в ней наклонного ствола с высокой плотностью бурового

раствора – 1.96 г/см³. В тоже время давление гидроразрыва в филипповских ангидритах не позволяет значительно повышать плотность раствора.

Анализ скважин, пробуренных на сопредельных территориях, совместно с данными, поступающими в процессе мониторинга бурения, позволили выбрать оптимальные плотности бурового раствора, что позволило оптимально пройти соль, филипповский горизонт и спустить обсадную колонну на глубину 4108 м. С глубины 4242 м пошли известняки башкирского (черемшанского) горизонта.

Кроме того, с помощью оперативных данных, получаемых по системе удаленного мониторинга, в процессе бурения осуществлялось прогнозирование критических зон разреза или выделение неустойчивых пород разреза (пластичные глины, породы, имеющие природу АВПД, калийные соли, заглинизированные известняки, трещиноватые породы), что было необходимо для выполнения эффективных технологических мероприятий по недопущению

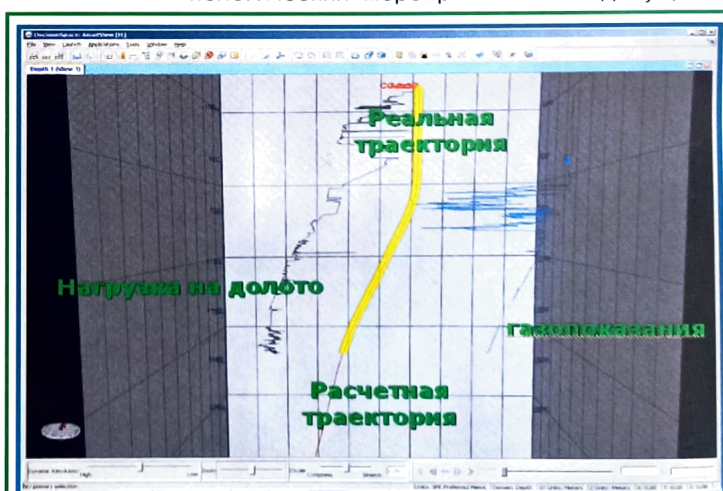


Рисунок 3. Отображение данных бурения скважины Центрально-Астраханская



О ГЛАВНОМ

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

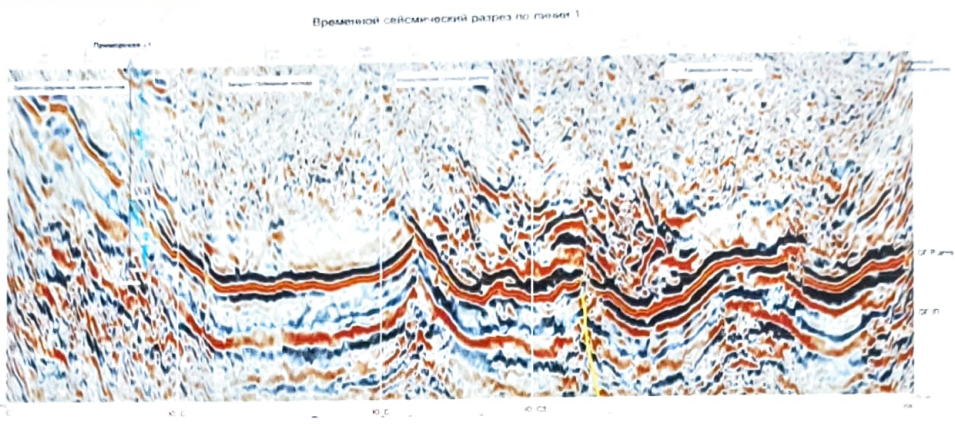


Рис.4. Временной сейсмический разрез по линии 1

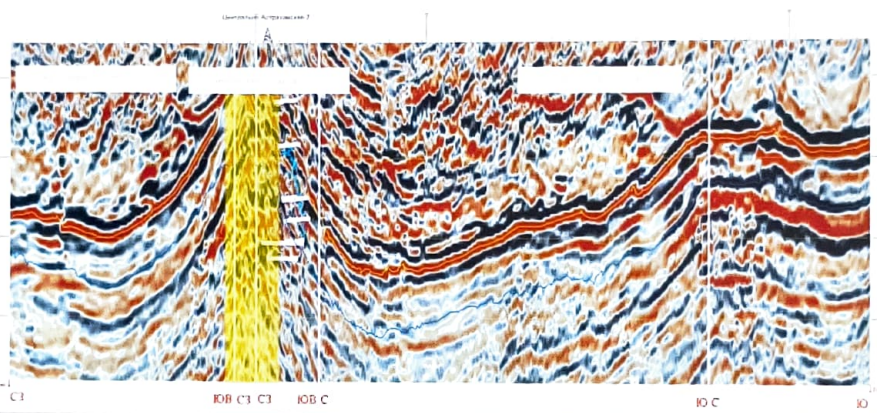


Рис.5 Композитный профиль по линии 3

аварий и осложнений при проводке скважины.

Примененная технология показала высокую эффективность методики и позволила оперативно принимать решения, влияющие на изменение траектории и технологии бурения скважины.

Сопоставлением данных ГИС и ГТИ с результатами профилометрии и фактического геологического разреза, объяснялись причины неустойчивого состояния ствола скважин, выделялись интервалы пород, склонных к текучести. В процессе бурения уточнялась плотность бурового раствора и комплекс его химической обработки. Перед спуском обсадных колонн по результатам ГИС вносились коррективы по глубине спуска колонн, выбору типоразмеров труб и расположению их по стволу скважины.

Полученные в результате испытаний дебиты соответствуют дебитам значительного числа скважин на АГКМ, которые пробурены в ухудшенных условиях в части ФЕС вскрытого интервала.

Учитывая разные уровни ГНК в скважинах в рамках месторождения, была проведена оперативная переинтерпретация данных сейсморазведки 3Д в части выделения разрывных нарушений.

На композитном временном сейсмическом разрезе по линии 1, проходящем через скважину №1-Приморская, в районе XLine – 1600 четко выделяется разрывное нарушение, осложня-

ющее отложения сакмаро-артинского и башкирского комплекса пород. Нарушение приурочено к периферийной части Хошеутовского соляного диапира. Приподнятый блок расположен в северной части месторождения, опущенный - в южной части (рис.4).

На композитном профиле по линии 3, проходящем через скважину №2-Центрально-Астраханская, в районе XLine – 1450 с высокой точностью выделяется зона разуплотнения, осложненная дифрагированными волнами, что может служить признаком наличия разлома (рис.5).

Зона развития разрывного нарушения на срезках куба сейсмического импеданса характеризуется повышенными значениями акустического импеданса (до 100 ед.). В поле амплитуд разлом охарактеризован положительным значением амплитуды отраженной волны (рис.6).

На карте изопакит сакмаро-артинских отложений нарушение разделяет зоны повышенной и пониженной мощности данных пластов, причем увеличенная мощность приурочена к опущенному блоку.

Дополнительным обоснованием в пользу разрывного нарушения является приуроченность к нему соляного купола, образовавшегося в результате прорыва соли в зону разуплотнения, расположенного по линии разлома. Данный фактор давно известен в науке, им и объясняется наблюдаемая синхронность накопления солей и максимумов тектонической актив-

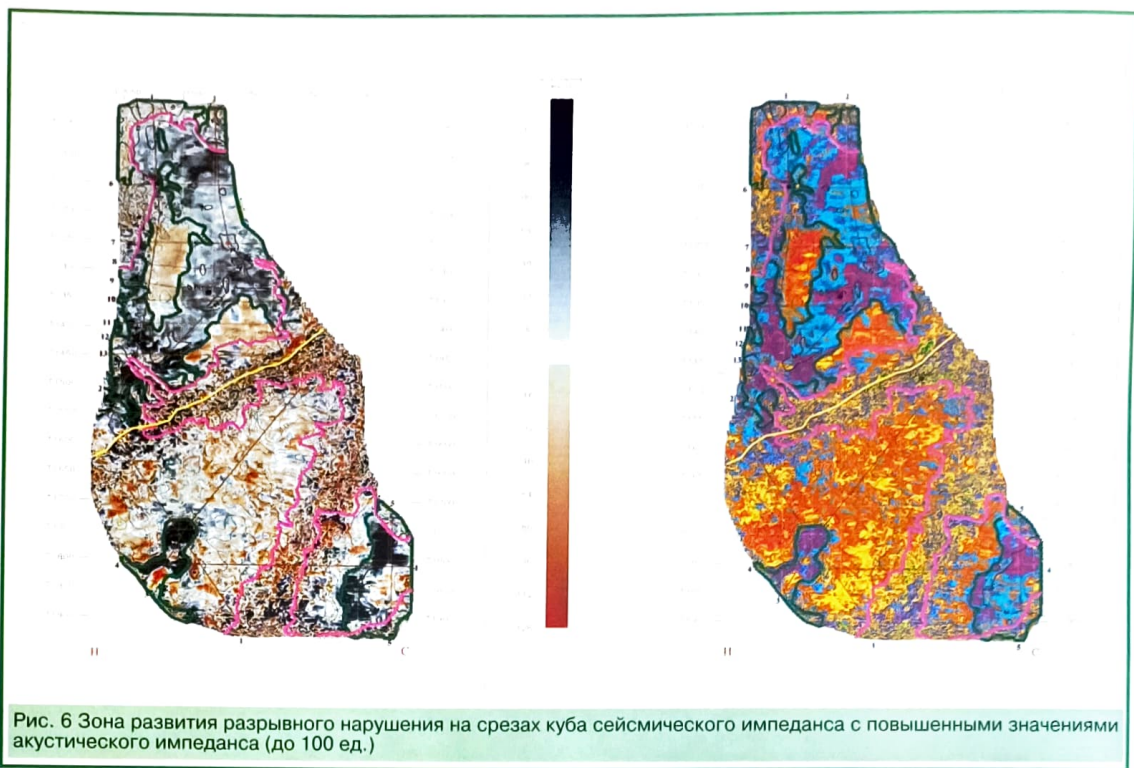


Рис. 6 Зона развития разрывного нарушения на срезах куба сейсмического импеданса с повышенными значениями акустического импеданса (до 100 ед.)

ности в истории формирования осадочных бассейнов и приуроченность соляных куполов, особенно конседиментационных, к глубинным разломам.

Учитывая, что миграция углеводородов осуществляется из Прикаспийской впадины с северо-востока на юго-запад, а также то, что ГНК в скважине №1-Приморская расположен на отметке -4129, а в скважине №2-Центрально-Астраханская на отметке -4100, становится очевидным, что залежь южного блока находится в стадии формирования и миграция осуществляется в текущий момент. При этом, выделяемый разлом не является абсолютным флюидоупором. В течение длительного срока через него происходит просачивание УВ, что, в итоге, со временем, должно привести к выравниванию ГНК.

Таким образом, рассматриваемый субширотный сброс делит ЦАГКМ в центральной части на два блока: Северный и Южный, что подтверждается разными уровнями ГВК: в скв. 1 Пр на отметке - 4129, а в скв 2 Ц-А на отметке - 4097,7 м.

На основании результатов бурения скважины №2 была проведена оперативная переинтерпретация данных сейсморазведки 2Д и 3Д, позволившая уточнить местоположение скважины №3. Скважина в настоящий момент готовится к бурению, которое будет выполнено в 2010-2011 гг.

С учетом опыта, накопленного при проведении геоло-геофизических работ на территории Центрально-Астраханского серогазоконденсатного месторождения, разработан комплекс мероприятий, выполнение которых позволит снизить геолого-технологические риски при разведочном и, в будущем, при эксплуатационном наклонно-направленном бурении:

1. Вся площадь месторождения будет покрыта сейсморазведкой 3Д. Будет выполнена ее обработка с сохранением истинных амплитуд и проведением динамического скоростного анализа. В процессе бурения последующих скважин будет осуществлена опера-

тивная переинтерпретация данных сейсморазведки 3Д с уточнением структурных планов и прогноза под забой по мере вскрытия реперных горизонтов.

2. Необходимо выполнить электроразведку методом становления электромагнитного поля с прогнозом вызванной поляризации. Обработку и интерпретацию проводить в комплексе с сейсморазведкой 3Д с построением сейсмoeлектрических временных разрезов. Данная методика позволит точнее привязывать кровлю подсолевых отложений под соляными куполами, выявлять зоны наибольшей газонасыщенности и выполнять прогноз разрывных нарушений, что существенно повлияет на уточнение геологической модели месторождения и подсчет запасов.
3. Учитывая важность скоростной модели для условий солянокупольной тектоники и значительные погрешности при определении положения склонов соляных куполов исключительно по данным сейсморазведки, целесообразно проводить на данной площади структурное бурение. Это позволит уточнить скоростные законы, применяемые для глубинной миграции, изучить физико-механические свойства горных пород верхней части разреза и, в итоге, повысить точность структурных построений соленосных отложений нижней перми и продуктивных каменноугольных отложений. Данные уточнения имеют большое значение для бурения наклонно-направленных скважин с большими отходами. Неточность определения положения склонов соляных куполов связана с большими рисками, так как в кровлю соли устанавливается техническая колонна скважин, что может привести к необходимости изменения конструкции скважин и выполнения дополнения к проекту в процессе бурения и, как следствие, могут возникнуть серьезные проблемы, связанные с временными и финансовыми затратами недропользователя.