

ОСОБЕННОСТИ ПРОЯВЛЕНИЯ РАЗЛОМОВ В НАДСОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ В ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ (НА ПРИМЕРЕ ВЕРШИНОВСКОГО УЧАСТКА)

© 2012 г. А.М. Тюрин, Т.В. Силагина
ООО "ВолгоУралНИПИГаз"

Достоверность выявления и картирования разломов прямо и непосредственно влияет на качество оценки перспектив нефтегазоносности отдельных площадей, выявление и картирование ловушек нефти и газа, обоснование точек заложения скважин и прогноз геолого-технических условий их строительства. Ранее методические вопросы выявления и картирования разломов по данным сейсморазведки МОГТ рассмотрены в серии публикаций одного из авторов этой статьи [10-12, 14]. В 2011 г. на Вершинновском участке с высокой достоверностью обосновано наличие разломов в надсолевых отложениях. Особенности их проявления в геолого-геофизических данных представляют научный, методический и технологический интерес.

Вершинновский участок расположен на юге Оренбургской области в зоне сочленения Соль-Илецкого свода, Прикаспийской впадины и Предуральяского прогиба. Работы ООО "Газпром добыча Оренбург" начаты на нем в 1994 г. По состоянию на начало 2012 г. пробурены две скважины – параметрическая 501 Вершинновская (забой на глубине 7005 м в отложениях эмского яруса нижнего девона) и поисковая 495 Вершинновская (забой на глубине 5300 м в отложениях серпуховского яруса нижнего карбона). Выполнены полевые геофизические и геохимические работы: сейсморазведка МОГТ в модификациях 2Д, ШП и 3Д, гравиметрия масштаба 1 : 25 000, электроразведка ДНМЭ, низкочастотная акустическая разведка АН-ЧАР, локация бокового обзора СЛБО, газогеохимическая и газолитогеохимическая съемки. Выполнена оценка перспектив неф-

тегазоносности участка и дистанционными методами. По результатам бурения скв.495 Вершинновской в карбонатах башкирского яруса среднего карбона открыта непромышленная залежь газа.

Сейсморазведочные работы МОГТ 3Д проведены в 1999 г. (ОАО "Татнефтегеофизика") и в 2010-11 гг. (полевые работы – ОАО "Оренбургская ГЭ", обработка полевых материалов и интерпретация ее результатов – ООО "Геофизические системы данных"). В 1999 г. применена центральная система наблюдения, симметричная типа "крест" с максимальным удалением точек возбуждения упругих колебаний и их приема – 3560 м. Это позволило достичь 28-ми кратное прослеживание отражающих границ. При выполнении последующих работ максимальное удаление равнялось 5060 м, кратность – 80. По кубу 3Д, полученному в 2011 г., существенно лучше проявились условия залегания надсолевых отложений.

На Вершинновском участке имеются контрастные элементы соляной тектоники, сформированные солями кунгурского яруса нижней перми. На севере выделяется Сарыбулакская соляная гряда. Глубины залегания верхней ее части – минус 900-1700 м. Южнее гряды выделяются три отдельных купола: Вершинновский, Шаповаловский и Западно-Шаповаловский. Глубина залегания их вершин – минус 250-500 м. Склоны гряды и куполов крутые, местами субвертикальные. Залегание терригенных надсолевых отложений в пределах Вершинновского участка является типичным для областей с контрастным проявлением соляной тектоники. Основные структурные формы – ассиметрич-

ные межкупольные синклинали, задиры вблизи крутых склонов гряды и куполов, структуры облекания над соляными уступами.

Скв.501 Вершиновская находится в пределах мульды, расположенной между отмеченными выше соляно-тектоническими структурами, в зоне "бессолевого окна". Геолого-геофизические характеристики надсолевых отложений региона приведены в публикациях [8, 9, 13]. Надсолевые отложения, вскрытые скв.501 Вершиновской, не имеют видимых особенностей. Они представлены глинами, аргиллитами, алевролитами и песчаниками, отнесены к верхней перми (интервал 2248-4788 м), триасу (интервал 473-2248 м), юре (интервал 230-473 м) и мелу (интервал 11-230 м).

По результатам бурения скв.501 Вершиновской изучены подсолевые карбонатные отложения девонского, каменноугольного и нижнепермского возраста (вскрытая их мощность 2217 м). Получен непромышленный приток углеводородов из карбонатов нижней перми. Особенностью подсолевых карбонатов Вершиновского участка является контрастно-закономерное распределение по латерали мощности их отдельных стратиграфических интервалов, обусловленное наличием в них рифогенных построек [7].

При строительстве параметрической скв.501 Вершиновской (2001-2003 гг.) в над-

солевых отложениях отмечены специфические осложнения бурения, технические аспекты которых детально рассмотрены в публикациях [4, 5]. Представляется целесообразным рассмотреть этот вопрос относительно подробно.

Термические аномалии в разрезе скв.501 Вершиновской зафиксированы станцией геолого-технологического контроля (ГТИ) в процессе бурения под первую промежуточную колонну (спущена до глубины 1992 м) долотом диаметром 394 мм (табл., рис.1). Измерялась температура бурового раствора на входе в устье скважины и при выходе из него. По данным ГИС (НГК, ГК, БК, ИК, АК, профилометрия, 3 КС зондами), описанию керна и шлама аномалии приурочены к пластам песчаников средне-мелкозернистых, полимиктовых, на глинистом и глинисто-карбонатном цементе. В песчаниках встречаются прослой алевролитов полимиктового состава, крепких на глинисто-карбонатном и карбонатном цементе и прослой глиен красновато-коричневых, песчаных, карбонатизированных, а также глиен пестроцветных, плотных, вязких. Пористость песчаников в интервале отбора керна 1049-1066 м составляет 23 %. Породы слоистые и трещиноватые. Трещины открытые, шириной 2 мм, под углом до 20 ° к горизонтальной плоскости. Пласты песчаников залегают в глинах. В верхней части разреза триаса глины пестроцветные,

серых, серовато-зеленоватых, голубоватых и красновато-коричневых тонов, плотные и пластичные. С глубины 1050 м глины преимущественно красноцветные.

Комплекс ГИС также включал и термометрию, которая выполнялась при глубине забоя скважины 1022 м до и после выполнения основных методов исследова-

Таблица

Интервалы проявления термических аномалий в разрезе параметрической скв.501 Вершиновской по данным ГТИ

№	Интервал, м	Мощность, м	Температура, °С
1	436,4-470,0	33,6	33-81
2	563,4-592,2	28,8	35-47
3	685,0-708,8	23,8	37-45
4	828,2-898,6	70,4	46-60
5	1043,8-1167,0	123,2	48-56
6	1259,0-1287,4	28,4	48-56
7	1304,0-1407,0	103,0	48-56

ГЕОЛОГИЯ

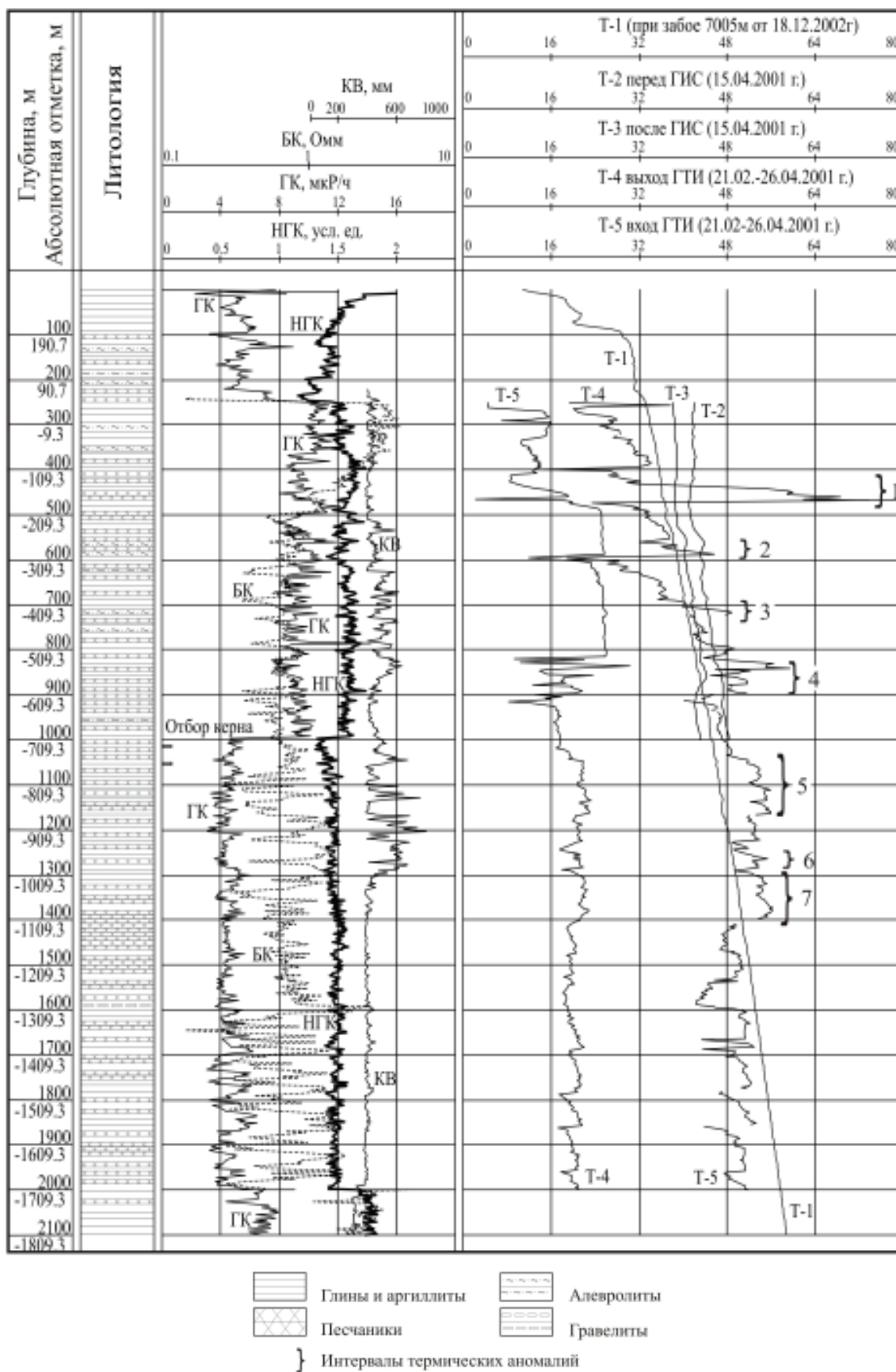


Рис.1. Скв.501 Вершиновская. Геолого-геофизическая характеристика отложений в интервале 0-2100 м

дований. На кривых термометрии положительным термическим аномалиям, ранее выявленным станцией ГТИ в интервалах 1 и 2, соответствуют незначительные локальные уменьшения температуры (рис. 1). Аномалии в интервалах 3 и 4 на кривых термометрии четко не проявились. Еще одна термометрия ствола скважины выполнена при глубине ее забоя 7005 м. Проявлений термических аномалий не зафиксировано. Максимальные величины термических аномалий относительно кривой термометрии при забое 7005 м следующие: интервал 1 – до +45 °, интервалы 2-7 – 10-17 °С.

По данным профилометрии в интервалах 516-538 м, 590-602 м, 627-634 м, 670-678 м, 691-708 м, 730-741 м, 757-768 м, 784-798 м, 817-854 м, 1035-1056 м, 1097-1135 м, 1164-1296 м и 1358-1361 м зафиксировано увеличение диаметра скважины на величину от 500 до более 800 мм. Каверны приурочены как к пластам глин, так и к пластам песчаников. Максимальные размеры каверн отмечены в интервалах 1035-1056 м, 1097-1135 м и 1164-1296 м.

Увеличение диаметра скважины в интервале 516-538 м и зашламованность ее забоя привели к прихвату бурильного инструмента на глубине 538 м. Затяжки бурильного инструмента фиксировались на глубинах 831 м (до 10 т сверх собственного веса) и 1368 м (до 16 т сверх собственного веса).

Таким образом, по результатам ГТИ, ГИС и бурения четко обособился интервал разреза скв.501 Вершиновской – 436-1407 м, в котором отмечены термические аномалии, увеличение диаметра ствола скважины и осложнения бурения.

Геолого-геофизические данные, характеризующие регион расположения горы Янгантау (Республика Башкортостан), в пределах которой имеются термальные источники, рассмотрены авторами публикации [6]. В ней приведены и известные гипотезы, объясняющие генезис термических аномалий. Среди них: подземный пожар битуминозных сланцев; окисление битуминоз-

ных сланцев с самонагреванием и тлением; химические реакции с выделением тепла, в частности, при переходе закиси железа в окись; тепло, возникшее в результате трения горных пород в зонах сбросов; тепло магматического очага, нагревающего водяные пары, поднимающиеся по сбросовым трещинам; радиоактивное тепло, поднимающееся с больших глубин. Заключение авторов публикации однозначно: термические аномалии имеют тектоническую природу. Тепло выделяется за счет трения пород при их перемещении по плоскости одного из надвигов Каратаусского аллохтона. Согласно оценочным расчетам для выделения тепла, формирующего аномалию, смещение тектонического блока по плоскости разлома должно осуществляться со скоростью 2 см в год.

Авторы публикаций [4, 5] рассмотрели данные, приведенные в [6]. Однако при объяснении термических аномалий в разрезе скв.501 Вершиновской они остановились на оригинальной гипотезе: "Анализ полученных данных развития осложнения при бурении скв.501 Вершиновской площади позволил выдвинуть предположение, что разогрев ствола скважины и бурового раствора является следствием реакции разложения перекиси водорода (H_2O_2), аккумулированной в терригенных коллекторах разбуриваемого разреза" [5].

Участники семинара "Современные сейсмические инновационные технологии" (14-15 февраля 2011 г. Москва, НП "НАЭН") отмечали высокую эффективность атрибута сейсмозаписи "Угол максимальной когерентности" при картировании разломов по данным сейсморазведки МОГТ ЗД. При расчете параметра осуществляется перебор углов суммирования (по времени) сейсмо-трасс. Выбирается тот угол, для которого когерентность сейсмозаписи максимальна. Затем выявляются значения углов, которые можно считать аномалиями на общем фоне. Последние приурочены к узким зонам, соответствующим тектоническим нарушениям. Скорее всего, аномальные значения

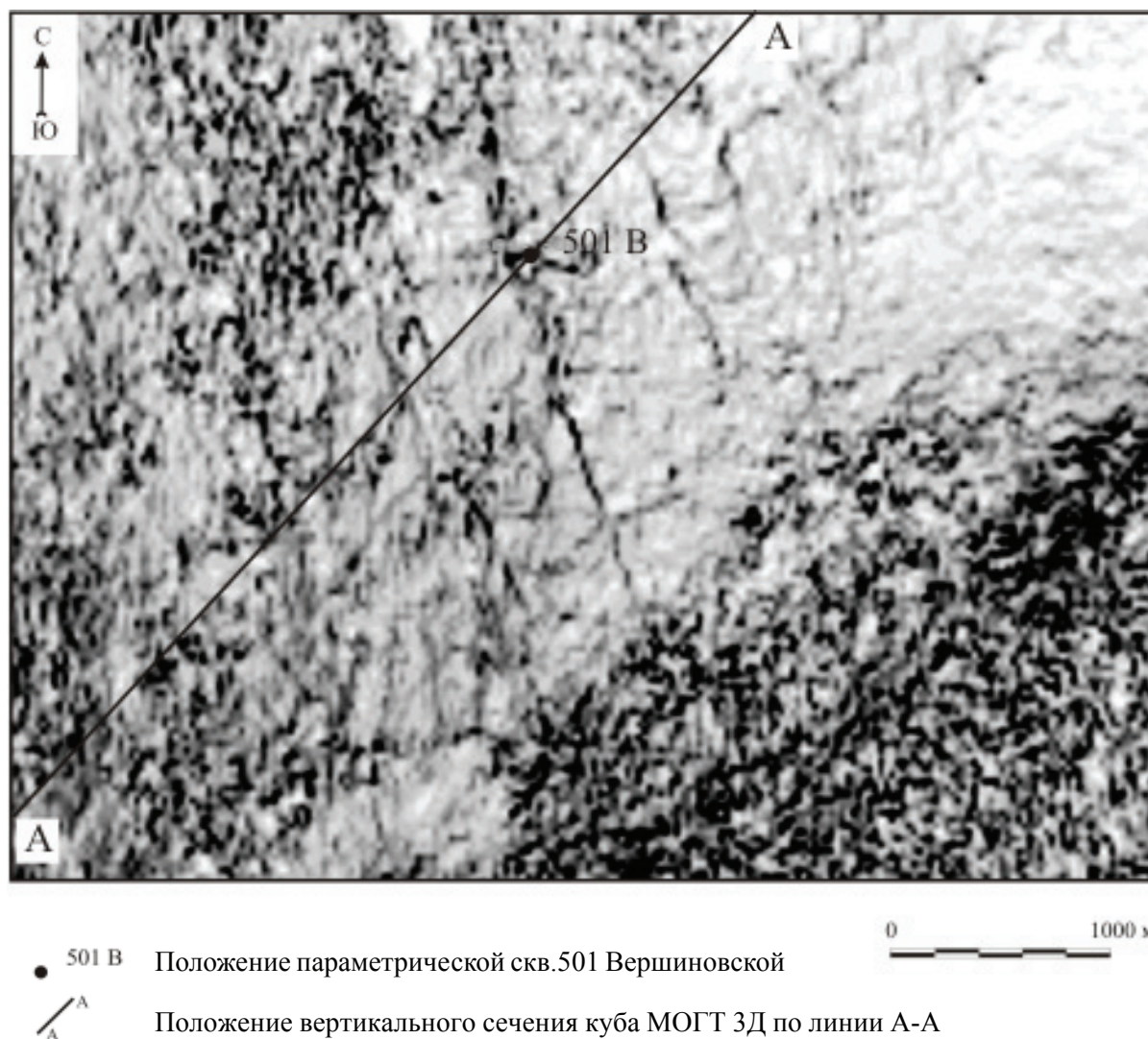


Рис.2. Вершиновский участок. Сейсморазведка МОГТ 3Д (2010-2011 гг.). Фрагмент горизонтального сечения $t_0 = 0,734$ с куба атрибута сейсмозаписи "Угол максимальной когерентности", ОАО "Оренбургская ГЭ"

атрибута связаны с небольшими складками волочения, непосредственно примыкающими к плоскостям разломов.

По кубу МОГТ 3Д Вершиновского участка (2011 г.) тоже рассчитан атрибут "Угол максимальной когерентности". По нему четко проявились разломы, секущие надсолевые отложения. Одна из систем разломов картируется в районе скв.501 Вершиновской. Разломы имеют северо-северо-западное простирание. Фрагмент горизонтального сечения атрибута $t_0 = 0,734$ с (рис.2) иллюстрирует положение разлома, плоскость которого пересечена стволом скважины. На

рисунке ему соответствует линейная цепочка значений атрибута, показанных черным цветом. Мозаичная картинка в нижней правой части фрагмента соответствует задирам пластов надсолевых отложений вблизи субвертикального склона Вершиновского соляного купола. Главный элемент системы разломов – грабен, проникающий в толщу надсолевых отложений до отметки $t_0 = 1,1$ с, $h =$ минус 1350 м (рис.3). Имеются другие разломы, плоскости которых субпараллельны плоскостям грабена. Они проникают в толщу надсолевых отложений не глубже отметки $t_0 = 0,8$ с, $h =$ минус 870 м.

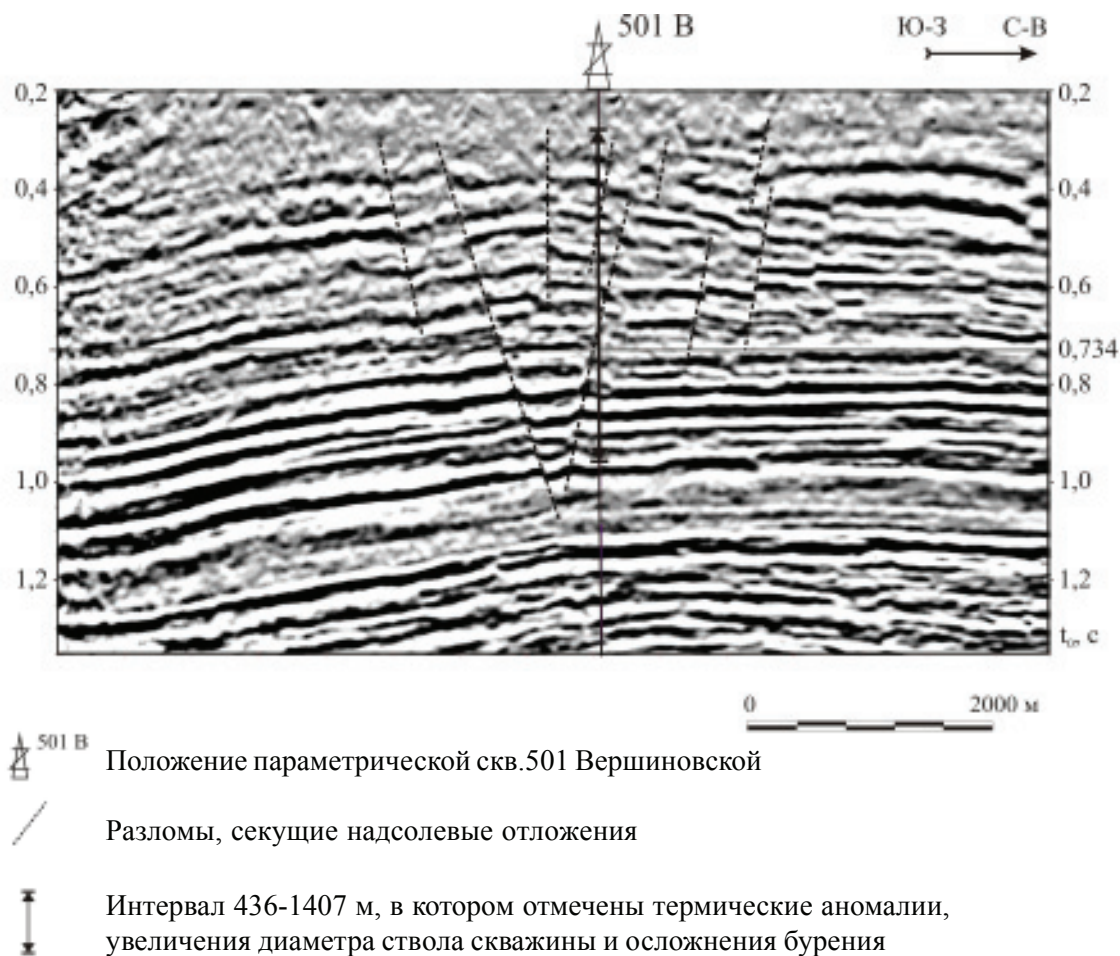


Рис.3. Вершиновский участок. Сейсморазведка МОГТ 3Д (2010-11 гг.). Фрагмент вертикального сечения куба МОГТ 3Д по линии А-А, ООО "Геофизические системы данных"

Разломы на временных разрезах ОГТ уверенно трассируются по сдвигам осей синфазности отраженных волн, сформированных на пластах песчаников. Максимальный сдвиг пластов по разломам достигает 60 м. Но в большинстве случаев он не превышает 30 м.

В плане система разломов проявляется в виде зоны (назовем ее зоной тектонических нарушений), ось которой имеет северо-северо-западное простирание. Ширина зоны – около 4,0 км. Сква.501 Вершиновская находится в ее осевой части. Контрастность проявления системы разломов в кубе МОГТ 3Д возрастает к северу от нее, а к югу – уменьшается. В зоне тектонических нарушений выделяется локальный участок (севернее скважины), в пределах которого разломы проявились наиболее контрастно.

На сейсмограмме ВСП (В.А. Липатников, 2003 г.) видимых особенностей волновой картинки на временах разломов в надсолевых отложениях не просматривается. В соответствии с этими данными интервалу глубин 436-1407 м в разрезе скв.501 Вершиновской на временных разрезах ОГТ соответствует интервал времен 0,280-0,962 с. На временном разрезе ОГТ сечения куба 3Д через скважину этот интервал попадает в наиболее трансформированную центральную часть зоны тектонических нарушений (рис.3). Можно сделать практически однозначный вывод: увеличения диаметра ствола скважины и осложнения бурения обусловлены областями дроблений пород вблизи плоскостей разломов. На характерное дробление пород указывает наличие открытых трещин в образце керна песчаников.

Наиболее вероятная версия объяснения термических аномалий в разрезе скв.501 Вершиновской – тектоническая. При перемещении горных пород по плоскостям разломов зоны тектонических нарушений за счет трения выделяется тепло. Но это происходит, главным образом, в пластах песчаника. В пластах глин перемещение по разломам осуществляется за счет пластических деформаций, при которых тоже выделяется тепло, но в значительно меньшем объеме, чем при трении жестких горных пород. При разбурировании разогретых трением пластов песчаника произошло нагревание от них бурового раствора. Возможно, вклад в его температуру был внесен и нагретыми пластовыми водами. Позднее температурный режим ствола скважины почти стабилизировался. Но против пластов песчаника, к которым были приурочены термические аномалии 1 и 2 (рис.1), некоторое время существовали небольшие понижения температур, обусловленные проникновением в них относительно холодного фильтрата бурового раствора. Локальные минимумы температуры характерны для пластов-коллекторов, в которые нагнетается вода при разработке месторождений нефти [3]. После изоляции пластов песчаников обсадной колонной проникновение в них фильтрата бурового раствора прекратилось. Пласты не проявились на результатах последней термометрии.

Наша версия генезиса термических аномалий в разрезе скв.501 Вершиновской соответствует версии авторов публикации [6], объясняющей аномалии горы Янгантау. Факты, свидетельствующие о термических эффектах, связанных с оползнями на юго-восточной окраине Саратова, приведены в публикациях [1, 2]. К ним относятся полынья в центре небольшого озера, образованного за счет перекрытия оврага оползнем, и крупные полынья на Волге, линейно вытянутые параллельно береговой линии. Последние не замерзли и после трех недель февральских морозов не менее минус 20 °С. Авторы публикаций связывают полынья с

термальными источниками. При смещении оползней происходит разогрев пород и водоносных горизонтов. Отметим, что здесь мы имеем дело с обычным тектоническим процессом – гравитационным сползанием вниз массива горных пород. Их разогрев происходит в области зеркала скольжения оползня. Последнее как раз и является плоскостью разлома.

В регионе выполнен прогноз нефтегазоперспективных зон на основе анализа многозональных аэрокосмических снимков и авиационной тепловизионной съемки, которая выполнялась осенью 2004 г. в ночное время. Одна из нефтегазоперспективных зон ярко проявилась на Вершиновском участке. В ее пределах находится скв.501 Вершиновская. Но результаты бурения последней свидетельствуют о бесперспективности района ее расположения. Из отложений нижней перми получены непромышленные притоки УВ. Отложения девонско-каменноугольного возраста в разрезе скважины либо не содержат пластов-коллекторов, либо они водоносны. Таким образом, прогноз нефтегазоперспективной зоны в районе рассматриваемой скважины не соответствует результатам ее бурения.

По данным тепловизионной съемки в районе скв.501 Вершиновской выявлена локальная аномалия теплового поля. В ее пределах температура дневной поверхности примерно на 1 °С выше фоновой. Эта аномалия и явилась основой прогноза нефтегазоперспективной зоны. Контуры аномалии хорошо согласуются с локальным участком наиболее контрастного проявления разломов в зоне тектонических нарушений. Можно с высокой достоверностью идентифицировать эту тепловую аномалию с тектоническими нарушениями, генерирующими тепло.

В микроструктуре гравитационного поля (Елманов М.И., 2000-2002 гг.), характеристиках низкочастотного волнового поля АНЧАР (Арутюнов С.Л., 1999-2002 гг.) и газогеохимических данных (Зиновьев В.Б.,

2000-2002 гг.) зона тектонических нарушений не проявилась. Поле рассеянных волн СЛБО (Чиркин И.А., 2004 г.) признано кондиционным только с глубины 2000 м. Вместе с тем с локальным участком наиболее контрастного проявления разломов совпадет газолитогеохимическая аномалия (Мясников И.Ф., 2004 г.). На пересекающих участок двух профилях электроразведки ДНМЭ в его пределах выделены точки, параметры электромагнитного поля в которых идентифицированы как соответствующие вероятным скоплениям углеводородов (Корниенко В.Г., 2001 г.). Возможно, газолитогеохимическая и электромагнитная аномалии связаны с рассеянными углеводородами, поступающими в верхнюю часть разреза по разломам. Возможно, аномалии связаны с залежами углеводородов в приразломных ловушках. Ранжирование этих версий может быть выполнено на основе целенаправленной интерпретации куба МОГТ 3Д, исходных данных электроразведки ДНМЭ и газолитогеохи-

мической съемки. На топографической карте и космофотоснимке зоне тектонических нарушений соответствует узкий водораздел, ограничивающий с северо-запада бассейн реки Малая Хобда.

Таким образом, по результатам рассмотрения комплекса геолого-геофизических данных по Вершиновскому участку подтверждены ранее известные поисковые признаки разломов. По данным бурения это наличие открытых трещин в керне, каверны в стволе скважины и характерные осложнения бурения. По данным сейсморазведки МОГТ – сдвиги осей синфазности отраженных волн на временных разрезах ОГТ и аномальные значения атрибута сейсмозаписи "Угол максимальной когерентности". Обоснован новый поисковый признак – характерные термические аномалии, наблюдаемые при бурении скважины. К зонам разломов могут быть приурочены локальные аномалии теплового поля, фиксируемые тепловизионной съемкой.

Л и т е р а т у р а

1. Браташова С.А., Иванов А.В. Оползневая опасность на юго-восточной окраине Саратова и полыньи как ее вероятный индикатор //Недра Поволжья и Прикаспия. – 2005. – Вып.44. – С.59-64.
2. Браташова С.А., Иванов А.В., Сингатулин Р.А. О необходимости междисциплинарного подхода при исследовании активных оползневых процессов Саратова //Недра Поволжья и Прикаспия. – 2010. – Вып.61. – С.51-57.
3. Вахитов Г.Г., Гаттенбергер Ю.П., Лутков В.А. Геотермические методы контроля за разработкой нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1984. – 240с.
4. Горонович С.Н. Методы обеспечения совместимости интервалов бурения. – М.: ООО "Газпром экспо", 2009. – 356с.
5. Горонович С.Н., Галян Д.А., Кулагина Н.П. Тепловые аномалии геологических разрезов Предуральского краевого прогиба //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М., 2006. – № 3-4. – С.35-40.
6. Геология и генезис тепловых аномалий горы Янгтау /Р.И. Нигматулин, Т.Т. Казанцева, М.А. Камалетдинов, Ю.В. Казанцев, А.С. Бобохов. – Уфа, 1998. – 71с.
7. Политыкина М.А., Тюрин А.М., Багманова С.В. Особенности строения подсолевых карбонатов на Вершиновском участке //Нефтепромысловое дело. – М., 2011. – № 8. – С.39-45.
8. Тюрин А.М. Геолого-геофизические характеристики пород надсолевого и солевого комплексов северо-восточной части Прикаспийской впадины //Недра Поволжья и Прикаспия. – 1999. – Вып.18. – С.37-43.
9. Тюрин А.М. Геолого-геофизические основы изучения перспектив нефтегазоносности надсолевых отложений юга Оренбургской области //Геоинформатика. – М., 1999. – № 4. – С. 25-33.
10. Тюрин А.М. Особенности обработки и интерпретации данных сейсморазведки МОГТ при прогнозе условий залегания и перспектив нефтегазоносности глубоко залегающих отложений

//Критерии оценки нефтегазоносности ниже промышленно освоенных глубин и определение приоритетных направлений геологоразведочных работ. – Пермь, 2000. – С.92-93.

11. Тюрин А.М. Выделение малоамплитудных тектонических нарушений в пределах Оренбургского вала //Геология и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений Оренбургской области. – Оренбург, 2001. – С.90-94.

12. Тюрин А.М. Некоторые особенности проявления линейных мобильных зон на нефтегазоперспективных площадях юго-востока Русской плиты (на примере копанско-бердянского участка) //Первые научные чтения Ю.П. Булашевича. Ядерная геофизика. Геофизические исследования литосферы. Геотермия. – Екатеринбург, 2001. – С.82-84.

13. Тюрин А.М. Мифы гравиразведки //Недра Поволжья и Прикаспия. – 2002. – Вып.29. – С.68-73.

14. Тюрин А.М., Гореликов В.И. Прогноз условий залегания докаменноугольных отложений Соль-Илецкого свода по данным сейсморазведки МОГТ //Недра Поволжья и Прикаспия. – 2000. – Вып.20. – С.30-35.

УДК 549.623.9 (470.4)

АЛЛОФАН В ГЛИНОЗЕМНЫХ ПОРОДАХ ПОВОЛЖЬЯ

© 2012 г. В.Ф. Салтыков
Саратовский госуниверситет

Результаты предшествующих исследований. Аллофаны как водные алюмосиликаты являются постоянной составной частью хемогенных аллитов различного происхождения, в которых играют породообразующую роль. Помимо известных скоплений аллофан-гиббситовых пород [5, 12, 14], следует указать на гнезда и прожилки аллофана в зоне изменения гранодиоритов [13], среди измененных медно-колчеданных руд [9] и на границе между первичным нефелином и новообразованным галлуазитом [15]. А.А. Озол и соавторы [10] выделили землистые массы аллофана среди озерных глин. В работе Ф.В. Чухрова с коллегами [18] изложена история его изучения, показано значение химических реакций при образовании и условиях осаждения компонентов при различных величинах pH. Они указали на вариации отношения $\text{SiO}_2/\text{Al}_2\text{O}_3$ и считали, что минерал является не смесью, а химическим соединением, в котором содержание H_2O^+ изменяется от 12,12 до 14,60 %, а H_2O^- – от 20,72 до 25,60 %, при этом вода выделяется непрерывно в пределах 110-

160 ° (до 300 °С). В последующих статьях других авторов приводятся подобные химические анализы. Все исследователи описывали следующие физические свойства: раковистый излом; стеклянный, жирный или матовый блеск; цвет изменяется от белого (фарфоровидного) до желтого, серого или даже черного в зависимости от количества примесей; твердость составляет порядка 2,2, а плотность – 2,3 г/см³. Аллофан является изотропным, хотя отмечаются широкие рентгеновские пики в диапазоне 3,3-3,7 Å. Показатели преломления варьируют в широких пределах от 1,470 до 1,572, на основании чего предполагается его переход в галлуазит. В электронном микроскопе наблюдаются неправильные, угловатые или овальные зерна, часто соединенные в почковидные агрегаты.

Тем не менее до настоящего времени остаются не до конца понятыми состав и структура аллофана и его переход к галлуазиту. Первые работы в этом отношении выполнены З.Я. Берестовой с коллегами [1-3], Е.И. Парфёновой и Е.А. Яримовой [11], ко-