

Комплексный анализ экранирующих возможностей нарушений при изучении и картировании ловушек углеводородов в Днепровско-Донецкой впадине

А. И. Окрепкий¹, А. Н. Тяпкина², 2018

¹Компания «Бурисма Групп», Киев, Украина

²Частный ВУЗ «Институт Тутковского», Киев, Украина

Поступила 2 июня 2018 г.

Продемонстровано, як набір передових технологій забезпечив краще розуміння геологічної будови Солохівського газоконденсатного родовища і підземного сховища газу, розташованого у сухопутній частині України. Зокрема, ці технології дали змогу поліпшити процес картування пасток вуглеводнів і подальше планування однієї з розвідувальних свердловин на даній площі. Досліджувана площа структурно складна, оскільки знаходиться в центральній частині приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини. Для цієї частини западини характерний активний галокінез, який породив морфологічно розвинені соляні тіла і пов'язані з цим інтенсивні плікативні і диз'юнктивні деформації вмісних осадових порід. Будова площі значною мірою сформувалася під впливом одного з таких тіл — близько розташованого Бакейського діапіра, який активно розвивався. Використовуваний робочий процес полягав у синергічному поєднанні високоякісної обробки 3D сейсмічних даних, детальної структурної і стратиграфічної інтерпретації та сейсмічної інверсії в комплексі з вимірами порового тиску у свердловинах, кластеризацією літотипів на основі самоорганізованих карт Кохонена і аналізом екранувальних властивостей порушень. Розгалужена мережа порушень, що відіграє важливу роль на досліджуваній площі, сформувала незалежні тектонічні пастки у середньоюрських відкладах байоського ярусу і привела до компартименталізації однієї із стратиграфічних пасток у нижньокам'яновугільних відкладах візейського ярусу. Для аналізу екранувальних можливостей цих порушень використано діаграми Аллана і коефіцієнт глинизації поверхні порушень, названий в англійській літературі Shale Gouge Ratio. Перший з цих методів заснований на зіставленні проникних і непроникних порід по обидва боки від порушення, а другий, досконаліший, ґрунтується на розрахунку відсотка глинистої складової всіх порід, що ковзали вздовж порушення відносно заданої точки.

Ключові слова: Дніпровсько-Донецька западина, тектонічні пастки, стратиграфічні пастки, екранувальні можливості порушень, діаграми Аллана, коефіцієнт глинизації поверхні порушень.

Введение. Соленосные осадочные бассейны распределены по всему миру, что демонстрирует рис. 1 [Farmer et al., 2009]. Как правило, их структура существенно осложнена интенсивным галокинезом. Этот процесс возникает и развивается под активным влиянием тектогенеза и, в свою очередь, в значительной степени сказывается на пликативных и дизъюнктивных деформациях вмещающих соль осадочных пород. Многие крупные месторождения

углеводородов в таких бассейнах связаны с деформациями соли, создавшими благоприятные условия для миграции, накопления и сохранения продукции в окружающих осадках.

Одним из соленосных бассейнов является расположенная на территории Украины Днепровско-Донецкая впадина (ДДВ), которая по данным Геологической службы США занимает 45 место среди 96 геологических провинций, содержащих прак-



Рис. 1. Осадочные бассейны мира с интенсивной соляной тектоникой (обозначены желтым цветом) [Farmer et al., 2009].

тически все известные мировые запасы углеводородов [Виганук, 2003]. Основная масса соли в ДДВ отложилась на позднедевонской рифтовой стадии развития бассейна. В течение последующего пострифтового этапа развития бассейна соль была приведена в движение, что наиболее ярко проявилось в его центральной осевой части. Здесь наблюдаются соляные тела различной степени сложности, начиная от подушек и заканчивая грибовидными диапирами высотой 10—15 км, иногда достигающими дневной поверхности [Чирвинская, Соллогуб, 1980]. Скорость образования этих диапиров зависела от времени. Периоды наиболее активного роста и деформации соли хорошо коррелируют с интенсивными региональными тектоническими событиями. Согласно [Stovba, Stephenson, 2002], основная пострифтовая структурная реактивация соли была вызвана растягивающими тектоническими деформациями в начале поздневизейского, в середине серпуховского и в начале пермского периодов. Затем сжимающие напряжения в позднем мелу и раннем палеогене ускорили темпы роста диапиров или сильно деформировали некоторые из них.

Соляная тектоника внесла значительный вклад в структуру многих участков ДДВ на протяжении всей истории ее геологического развития. В результате около половины всех поднятий в бассейне свя-

заны именно с соляными структурами. Кроме того, этот процесс породил разнообразные структурные, тектонические, стратиграфические и комбинированные ловушечные условия для углеводородов. Одним из объектов, на строение и распределение коллекторских свойств которых в значительной степени повлиял соляной тектогенез, является Солоховское газоконденсатное месторождение. В данной статье описано, как сочетание передовых технологий обеспечило более глубокое понимание сложного геологического строения этого месторождения и помогло улучшить процесс картирования тектонических и стратиграфических ловушек углеводородов и последующее планирование одной из разведочных скважин.

Геологические особенности изучаемой площади и постановка задачи. Рассматриваемое здесь Солоховское газоконденсатное месторождение расположено в центральной части приосевой зоны ДДВ, и его строение в значительной мере сформировалось под влиянием близко расположенного и активно развивавшегося Бакейского диапира (рис. 2). Кроме того, значительная масса относительно слабодислоцированной автохтонной девонской соли залегает под изучаемыми нами интервалами.

Многоступенчатые деформации пород на площади, происходившие под влиянием перечисленных фаз тектогенеза и со-

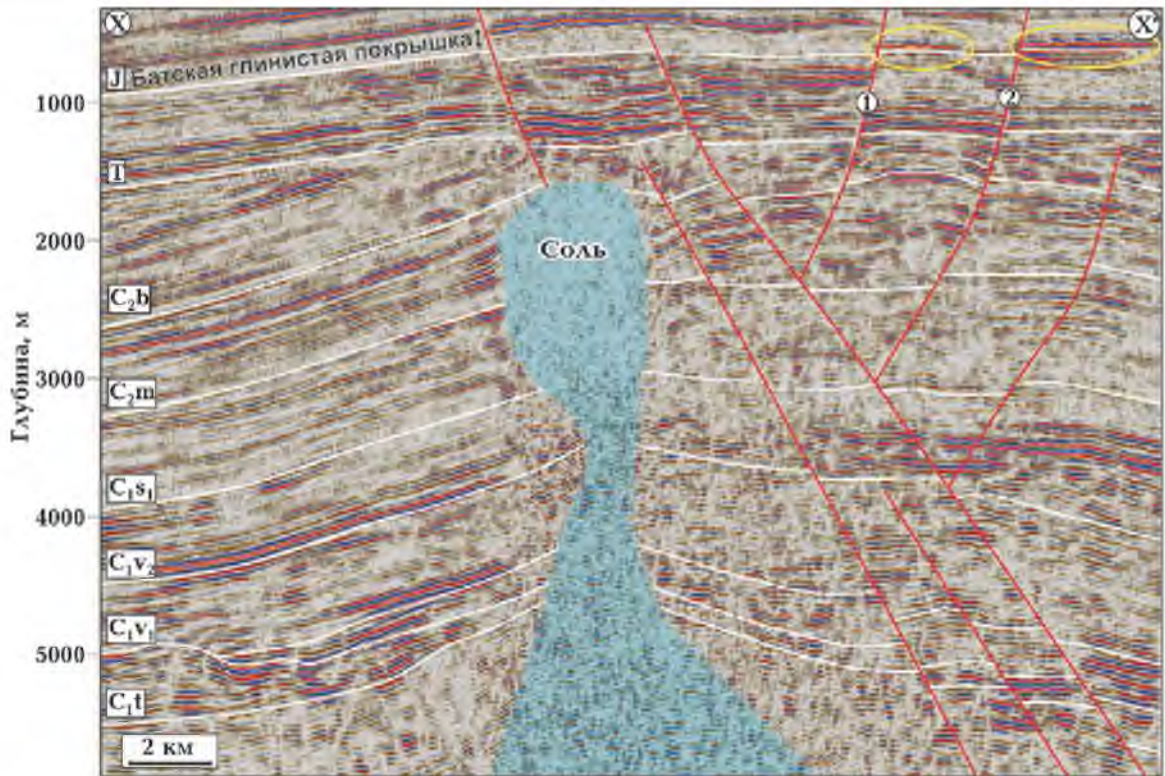


Рис. 2. Глубинный сейсмический разрез через Солоховское газоконденсатное месторождение, пересекающий Бакейский соляной диапир и две тектонические ловушки в байосском ярусе средней юры (обведены желтыми овалами). Горизонтальные проекции линий пересечения кровли байосского яруса с экранирующими нарушениями, отмеченными на данном рисунке цифрами 1 и 2, и фрагмент данного профиля, обозначенный буквами X и X', показаны на рис. 3, б.

проводявшего их галокинеза, породили сложную структуру осадочной толщи, в которой важную роль играет разветвленная и глубоко проникающая система нарушений. В непосредственной близости к Бакейскому штоку наблюдаются преимущественно радиальные и кольцевые разломы, образовавшиеся в результате специфических деформаций пород в процессе «всплывания» соли. Совместно с соляным телом они участвуют в формировании приштоковых газовых ловушек, одна из которых описана в работах [Tiarkina et al., 2012; Тяпкина и др., 2014]. По мере удаления от штока тектонические нарушения приобретают более сложную конфигурацию. Проводящая часть этих нарушений послужила каналами миграции газа из нижележащей осадочной толщи и тем самым способствовала его скоплению и сохранению в благоприятных ловушечных условиях. Такие условия возникли

в осадочных породах байосского яруса средней юры и визейского яруса нижнего карбона. В первом случае образовались тектонически-экранированные ловушки за счет удачного сочетания структурного плана, непроводящих тектонических нарушений и достаточно мощной непроницаемой глинистой покрывки [Окрепкий, Тиаркина, 2015; Тиаркина, Окрепкий, 2017]. Во втором случае газ скопился в стратиграфической ловушке, имеющей блочное строение. Поскольку на обоих стратиграфических уровнях важную роль в формировании ловушечных условий играют тектонические нарушения, перед данной работой была поставлена задача их надежного картирования и оценки их роли как непроводящих барьеров на пути миграции углеводородов.

Методика обработки и интерпретации. Использованная здесь методика основана на синергическом сочетании высококачественных сейсмических данных и геологических данных.

ственной обработки 3D сейсмических данных, детальной структурной и стратиграфической интерпретации, сейсмической инверсии, измерений порового давления в скважинах, кластеризации литотипов на основе самоорганизующихся карт Кохонена и количественного анализа проницаемости тектонических нарушений. Результаты ее применения позволили глубже понять структуру сложных резервуаров Солоховского месторождения и уверенней запланировать одну из разведочных скважин.

Построение структурно-тектонической модели. Из-за сложного геологического строения площади надежное картирование отражающих границ, нарушений и контролируемых ими ловушек углеводородов является довольно сложной задачей. Для преодоления этого препятствия и создания условий для успешной интерпретации была выполнена объектно-ориентированная обработка сейсмических материалов по технологии, кратко описанной в работах [Tiarkina et al., 2008; 2010; 2012]. Ключевую роль в процессе построения структурно-тектонической модели играл выбор эффективной процедуры получения сейсмического изображения [Тяпкина и др., 2014] и адекватной глубинно-скоростной модели среды [Тяпкина и др., 2015].

Оценка экранирующих свойств тектонических нарушений. Важная роль, которую разломы играют в формировании ловушек на данной площади, потребовала формализованной оценки их проводящих свойств. Для этого применялись два метода, каждый из которых использует структурно-тектоническую и литологическую модели, полученные в результате интерпретации сейсмической и скважинной информации.

Диаграммы Аллана. Первый метод основан на анализе диаграмм Аллана [Allan, 1989], позволяющих формализовать процесс оценки проводящих свойств любого нарушения путем сопоставления проницаемых и непроницаемых пород вдоль поверхности этого нарушения. При этом

контакт коллектора поперек нарушения с непроницаемыми (глинистыми) породами образует экран. Если же коллектор контактирует с проницаемыми породами, то нарушение является проводящим и не способно создать ловушечные условия. Таким образом, результат зависит от соотношения величины подвижки вдоль нарушения и мощности экранирующих пород.

Коэффициент глинизации поверхности нарушений. Второй из используемых нами методов более совершенен. Он рассматривает любое нарушение не как идеальную поверхность, а как зону, заполненную вторичным материалом, образовавшимся в результате разрушения пород при подвижке вдоль нарушения. Этот метод позволяет оценить проводящие свойства нарушенной зоны по составу ее заполнения. При этом основная экранирующая роль в заполнении отводится мелкозернистым илистым или глинистым частицам. Такие частицы, являясь исходными компонентами вмещающих нарушение кремнисто-обломочных пород, высвобождаются процессами измельчения этих пород и «размазываются» вдоль нарушений во время сдвигов [Couples et al., 2007]. Поэтому экранирующие свойства зоны любого разлома связывают с прогнозируемым относительным объемом глинистой массы, заполняющей эту зону. Для количественного описания такого явления используется коэффициент глинизации поверхности нарушений, называемый в англоязычной литературе Shale Gouge Ratio (SGR) [Yielding et al., 1997; Manzocchi et al., 2002; Yielding, 2012]. Эта мера индивидуальна для каждой точки поверхности нарушения и равна проценту глинистой составляющей всех пород, скользящих вдоль нарушения относительно этой точки.

Получение необходимой информации. Для расчета SGR необходимы детальные характеристики нарушений, а также фациальная модель и модель объема глинистой составляющей пород. Информация о нарушениях получается в результате интерпретации сейсмических изображений. Фации и объем глинистой компоненты,

называемый в англоязычной литературе Shale Volume (V_{shale}) и выражаемый в виде десятичной дроби или в процентах, определяются по данным каротажа в скважинах [Asquith, Krygowski, 2004, p. 31—35]. Затем эта дискретная информация используется для объемного стохастического моделирования с учетом имеющихся сейсмических атрибутов и структурного каркаса. На основе этого принципа были рассчитаны 100 объемных моделей фаций и V_{shale} с тождественными геостатистическими свойствами. Результат их осреднения в дальнейшем использовался как наиболее вероятный вариант для расчета SGR.

Необходимо отметить, что оба метода оценивают экранирующие свойства нарушений несколько упрощенно, поскольку не учитывают их возможную сложную (разветвленную) структуру, присутствие приразломной трещиноватости, влияние растягивающих или сжимающих горизонтальных напряжения и ряд других факторов [Couples et al., 2007]. Кроме того, на их результатах могут отрицательно сказаться погрешности в структурно-тектонической модели, вызванные недостаточной разрешающей способностью сейсмических данных, и погрешности в построении литологической модели. Несмотря на перечисленные недостатки, оба метода были успешно использованы при исследовании ловушек углеводородов на данной площади, что демонстрируется ниже.

Кроме того, при изучении компартиментализации и блочности резервуара использовались имеющиеся замеры порового давления в скважинах и один из алгоритмов кластеризации литотипов, основанный на самоорганизующихся картах Кохонена, являющихся разновидностью нейронной сети с обучением без учителя [Kohonen, 2001].

Результаты оценки экранирующих свойств тектонических нарушений и картирования газовых ловушек. На Солоховском месторождении основной интерес представляют резервуары на двух стратиграфических уровнях — в средней юре и нижнем карбоне.

Среднеюрский интервал. Ларамийская фаза орогенеза, активность которой проявилась от позднего мела до конца палеоцена, привела к деформациям юрских отложений на площади. Тем самым были созданы условия для скопления углеводородов в отдельных ловушках песчаного коллектора байосского возраста, мощность, пористость и проницаемость которого хорошо выдержаны по площади. При этом глубоко проникающие и проницаемые нарушения служили каналами вертикальной миграции газа из материнских пород и нижележащих расформированных ловушек.

Ловушки в байосском песчанике образовались в результате благоприятного сочетания структурных особенностей данного интервала с двумя дополнительными факторами. Первым является мощная и непрерывная по латерали непроницаемая покрывка, сформированная батскими глинами (см. рис. 2). Вторым фактором — это экранирующие непроницаемые тектонические нарушения, которые отмечены цифрами 1 и 2 на рис. 2 и цифрами 1—3 на рис. 3, б. Сочетание трех перечисленных факторов привело к образованию в байосском песчаном резервуаре трех тектонически-экранированных ловушек, которые обозначены на рис. 3, б как T1, T2 и T3. У первых двух основная часть контура определяется структурными особенностями кровли байосского резервуара, а у третьей — тектоническими нарушениями. Эти ловушки хорошо проявляются в виде «ярких пятен» на стратиграфическом срезе куба огибающей сейсмических трасс, полученного в результате обработки с сохранением относительных амплитуд. Соответствие зон аномального поведения сейсмических амплитуд газовым ловушкам подтверждается тем, что все девять пробуренных в этих зонах скважин — продуктивные, а четыре, находящиеся вне этих зон скважины, — пустые (рис. 3, б). При этом продуктивные скважины характеризуются более высоким давлением (8,1—8,7 МПа) по сравнению с непродуктивными (7,5—7,7 МПа) (рис. 3, в). Этот факт свидетельствует о том, что контур га-

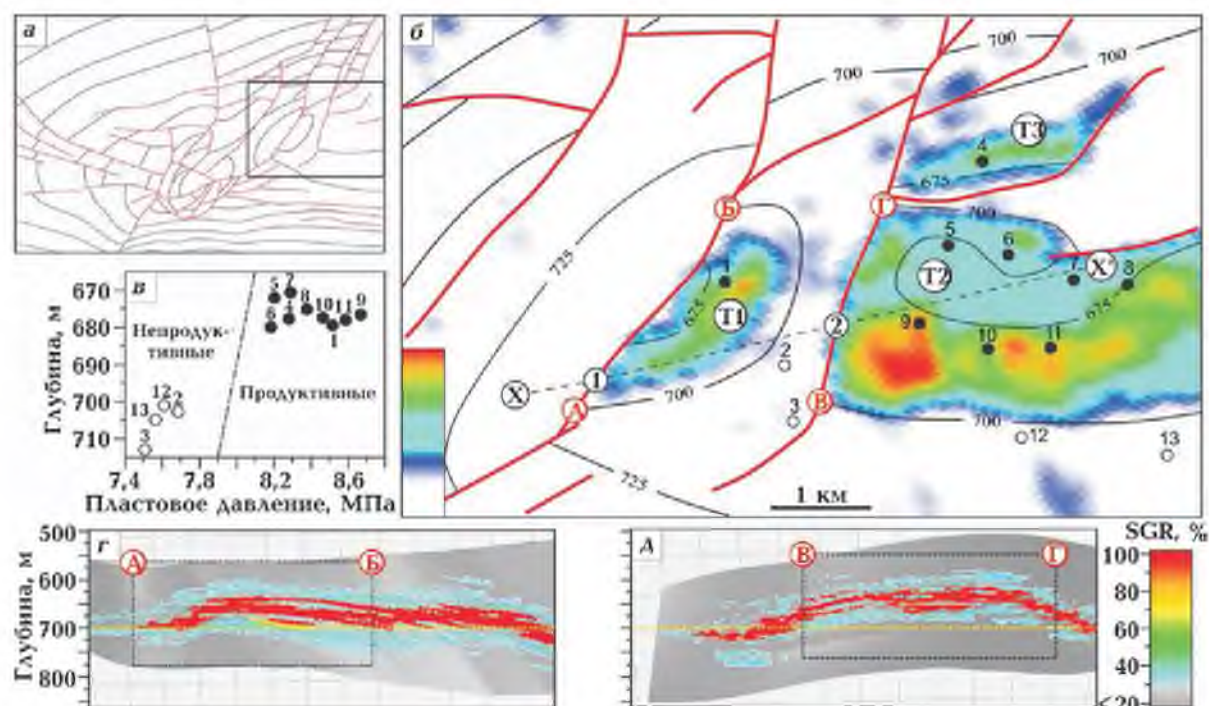


Рис. 3. Глубинная структурная карта Солоховского газоконденсатного месторождения по кровле байосского яруса средней юры (а); увеличенная часть этой карты, совмещенная с аномальными значениями сейсмических амплитуд, представленными в цвете (б); кросс-плот глубин замеров и соответствующих значений порового давления в скважинах (в); представленные в цвете значения SGR вдоль поверхностей нарушений 1 (г) и 2 (г). Тектонические нарушения на (а) и (б) обозначены красными линиями; Т1, Т2 и Т3 — тектонические ловушки, экранированные по восстанию нарушениями 1, 2 и 3. Буквами X и X' на (б) отмечен фрагмент профиля, вдоль которого на рис. 2 демонстрируется разрез. Продуктивные скважины на (б) и (в) обозначены черными кружками, а непродуктивные — пустыми окружностями. «Горячие» цвета на (б), (г) и (г) соответствуют повышенным величинам.

зоносности проходит между этими двумя типами скважин. Исходя из аномального поведения сейсмических амплитуд, можно сделать вывод, что контур газоносности, определяемый современным структурным планом, проходит вдоль изолинии 700 м у ловушки Т2 и между изолиниями 675 и 700 м у ловушек Т1 и Т3. По восстанию байосского коллектора эти контуры замыкаются на тектонические нарушения 1, 2 и 3. Поэтому очень важно оценить степень проницаемости этих нарушений для окончательного вывода о контурах всех трех ловушек, поскольку данная часть месторождения в настоящее время используется как подземное хранилище газа.

Рис. 3, г и г демонстрируют поведение параметра SGR вдоль поверхностей нарушений 1 и 2, которые служат предполагае-

мыми экранами по восстанию коллектора для ловушек Т1 и Т2. Здесь видно, что в обоих случаях до глубины 700 м величина SGR превышает 20% — эмпирически установленный порог, выше которого непрерывная глинистая «смазка» считается непроницаемым барьером для миграции углеводородов [Yielding, 2012].

Аналогичным свойством обладает нарушение 3, которое совместно с нарушением 2 образует экран для тектонической ловушки Т3.

Нижнекаменноугольный интервал. Присутствие поздневизейских резервуаров вдоль всей осевой зоны Солоховского поднятия подтверждено многочисленными скважинами. В настоящее время, однако, промышленный объем газа извлекается только из апикальной части структуры, так

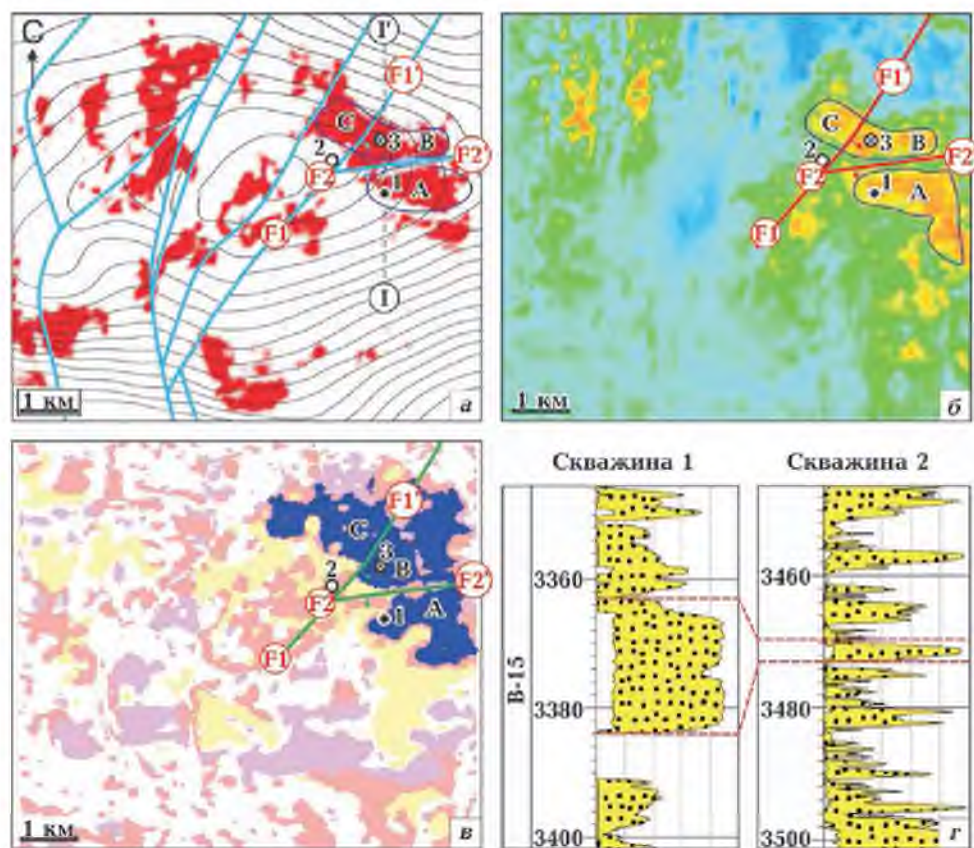


Рис. 4. Глубинная структурная карта Солоховского газоконденсатного месторождения по кровле визейского горизонта В-15, совмещенная с представленными в цвете аномальными значениями сейсмических амплитуд (а), цветные изображения стратиграфического среза куба акустического импеданса (б) и результата прогноза сейсмических фаций с помощью самоорганизующейся карты Кохонена (в) на уровне этого горизонта, сопоставление пористости и песчаности горизонта В-15 в Скв. 1 и 2 (г). Тектонические нарушения на (а) обозначены синими линиями, аномально высокие значения сейсмических амплитуд — красным цветом, а буквами I и I' обозначен профиль, вдоль которого выполнен разрез куба огибающей сейсмических трасс, изображенный на рис. 5. Низкие значения импеданса на (б) изображены оранжевым и желтым цветами. Высокопористый песчаник на (в) представлен синим цветом. Красная пунктирная линия на (г) изображает корреляцию горизонта В-15 в двух скважинах. Продуктивная скважина 1 обозначена черным кружком, непродуктивная скважина 2 — пустой окружностью, а проектная скважина 3 — кружком с крестиком.

как многие залежи углеводородов были расформированы из-за отсутствия герметизирующих свойств разломов.

Рассмотрим одну из современных газовых ловушек, связанную с горизонтом В-15 (рис. 4). Судя по результатам палеогеоморфологической реконструкции и керновому материалу, это песчаный приливной бар, образовавшийся в аллювиальной среде. Во время поздневизейской тектонической реактивации это первоначально сплошное аккумулятивное тело было разделено двумя нарушениями (F1—F1' и F2—F2') на три тектонических блока (А, В и

С). Скв. 1, пробуренная в блок А, вскрыла высокопористый (18%) продуктивный песчаник (рис. 4, г). В отличие от нее, Скв. 2 оказалась пустой, поскольку была пробурена за контуром аккумулятивного тела и поэтому встретила маломощный низкопористый непродуктивный песчаник. В этой ситуации возникла задача картирования песчаного резервуара и выяснения проводящих свойств разломов F1—F1' и F2—F2' с целью планирования новой разведочной скважины.

Для оконтуривания песчаного тела были использованы сейсмические амплиту-

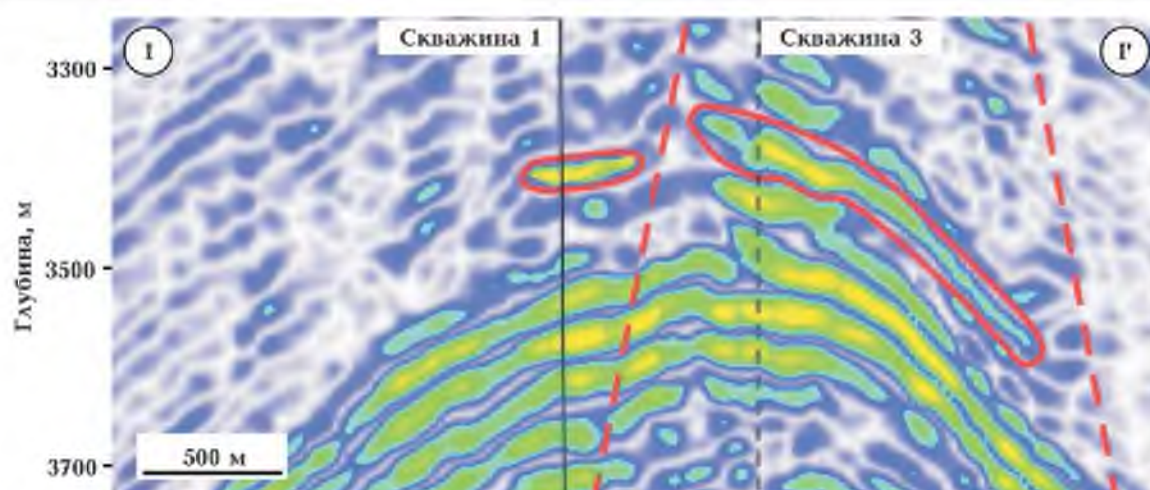


Рис. 5. Вертикальный разрез куба огибающей сейсмических трасс вдоль профиля I—I', положение которого показано на рис. 4, а. Красными пунктирными линиями обозначены тектонические нарушения, выявленные по сейсмическим данным.

ды, акустический импеданс, полученный в результате сейсмической инверсии, и метод кластеризации сейсмических фаций на основе самоорганизующихся карт Кохонена [Kohonen, 2001]. Рис. 4, а—в демонстрирует, что эти три независимых по своей теоретической основе метода дают хорошо согласованные между собой результаты предсказания контуров песчаного тела.

Вертикальный разрез куба огибающей сейсмических трасс вдоль профиля I—I', изображенного на рис. 4, а, представлен на рис. 5. Здесь видно, что интересующее нас нарушение F2—F2', секущее песчаный бар в центральной части профиля, отчетливо проявляется на разрезе мгновенных сейсмических амплитуд в виде зоны отсутствия корреляции и разных углов наклона элементов изображения по обе стороны от нарушения.

Для оценки проводящих свойств нарушений F1—F1' и F2—F2', положение которых показано на объемном изображении горизонта В-15 на рис. 6, а, было выполнено сопоставление проницаемых и непроницаемых пород по обе стороны от нарушений. Для этого использовались диаграммы Аллана, изображенные на рис. 6, б и г. Они демонстрируют, что породы-коллекторы в зонах разломов не

перекрываются и поэтому нет «окон» для перетекания газа между тремя блоками стратиграфической ловушки.

Данный вывод подтвержден оценками коэффициента глинизации поверхности нарушенных зон, представленными на рис. 6, в и г. Как и рассмотренные выше нарушения в байосском резервуаре, данные нарушения сопровождаются значениями SGR, превышающими 20 %, что свидетельствует об их непроницаемых свойствах.

Доказанная таким образом компартиментализация стратиграфической ловушки в визейском ярусе позволила предложить для первоочередного разведочного бурения скважину, ориентированную на вскрытие блока В (см. рис. 5).

Выводы. В статье изложено, как набор передовых технологий обеспечил лучшее понимание геологического строения Солоховского газоконденсатного месторождения в сухопутной части Украины и помог улучшить процесс картирования ловушек углеводородов и последующее планирование одной из разведочных скважин. Изучаемая площадь структурно сложна, поскольку она расположена в центральной части приосевой зоны Днепровско-Донецкой впадины, для которой характерны наиболее развитые соляные тела.

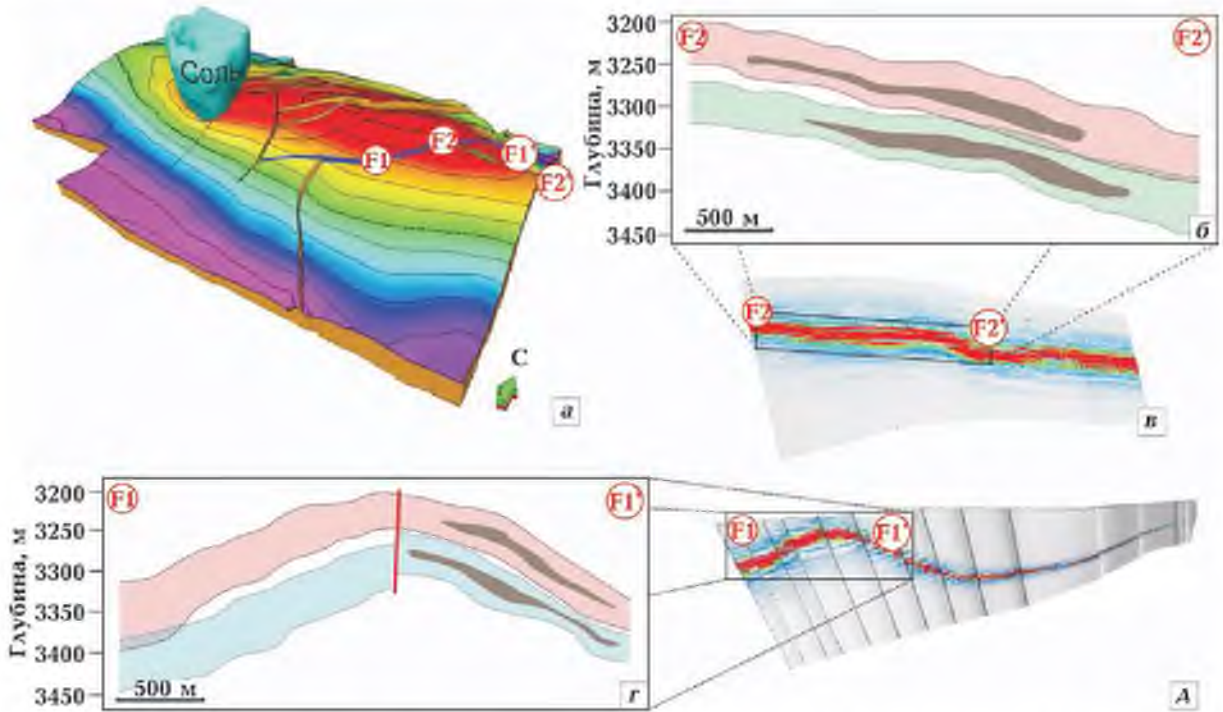


Рис. 6. Объемное изображение Бакейского штока, кровли горизонта В-15 и осложняющих его нарушений F1—F1' и F2—F2' (а), диаграммы Аллана, позволяющие сопоставить проницаемые и непроницаемые породы по обе стороны от нарушений F1—F1' (б) и F2—F2' (в), величины SGR вдоль плоскостей нарушений F1—F1' (д) и F2—F2' (е). На (б) и (в) породы горизонта В-15 лежачего блока представлены голубым цветом, висячего блока — светло-красным цветом, а аккумулятивного песчаного тела — коричневым цветом. На (д) и (е) цветовая шкала для SGR совпадает со шкалой на рис. 3.

Строение площади в значительной мере сформировалось под влиянием одного из таких тел — близко расположенного и активно развивавшегося Бакейского диапира. Используемый рабочий процесс заключался в синергическом сочетании высококачественной обработки 3D сейсмических данных, детальной структурной и стратиграфической интерпретации и сейсмической инверсии в комплексе с измерениями порового давления в скважинах, классификацией литотипов на основе самоорганизующихся карт Кохонена и анализом экранирующих свойств нарушений. Разветвленная сеть нарушений, играющая важную роль на изучаемой площади, сформировала независимые тек-

тонические ловушки в среднеюрских отложениях байосского яруса и привела к компартиментализации одной из стратиграфических ловушек в нижнекаменноугольных отложениях визейского яруса. Для анализа экранирующих возможностей этих нарушений использовались диаграммы Аллана и коэффициент глинизации поверхности нарушений, называемый в англоязычной литературе Shale Gouge Ratio. Первый из этих методов основан на сопоставлении проницаемых и непроницаемых пород по обе стороны от нарушения, а второй, более совершенный, основан на расчете процента глинистой составляющей всех пород, скользящих вдоль нарушения относительно заданной точки.

Список литературы

- Тяпкина А. Н., Тяпкин Ю. К., Окрепкий А. И. Адекватная скоростная модель — основа эффективного построения сейсмических изображений при картировании ловушек углеводородов, связанных с соляными куполами. *Геофиз. журн.* 2015. Т. 37. № 1. С. 147—164. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v37i1.2015.111333>.
- Тяпкина А. Н., Тяпкин Ю. К., Окрепкий А. И. Усовершенствованные методы построения сейсмических изображений при картировании ловушек углеводородов, связанных с соляными куполами. *Геофиз. журн.* 2014. Т. 36. № 3. С. 86—104. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v36i3.2014.116055>.
- Чирвинская М. В., Соллогуб В. Б. Глубинная структура Днепровско-Донецкого авлакогена по геофизическим данным. Киев: Наук. думка, 1980. 180 с.
- Allan, U. S. (1989). Model for hydrocarbon migration and entrapment within faulted structures. *AAPG Bulletin*, 73(7), 803—811. doi: 10.1306/44B4A271-170A-11D7-8645000102C1865D.
- Asquith, G., & Krygowski, D. (2004). *Basic Well Log Analysis*. AAPG Methods in Exploration. No 16. Tulsa: AAPG.
- Buriyank, M. (2003). Petroleum geophysics in Ukraine. *The Leading Edge*, 22(5), 430—433. doi: 10.1190/1.1579576.
- Couples, G., Ma, J., Lewis, H., Olden, P., Quijano, J., Fasaе, T., & Maguire, R. (2007). Geomechanics of faults: impacts on seismic imaging. *First Break*, 25(10), 83—90.
- Farmer, P., Zhou, Z. Z., & Jones, D., (2009). The role of reverse time migration in imaging and model estimation. *The Leading Edge*, 28(4), 436—441. doi: 10.1190/1.3112761.
- Kohonen, T. (2001). *Self-Organizing Maps*. New-York: Springer Verlag.
- Manzocchi, T., Heath, A. E., Walsh, J. J., Childs, C. (2002). The representation of two-phase fault-rock properties in flow simulation models. *Petroleum Geoscience*, 8(2), 119—132. doi: 10.1144/petgeo.8.2.119.
- Okrepkyj, O., & Tiapkina, O. (2015). The application of fault seal analysis at the Solokha field, Dnieper-Donets Basin, Ukraine — case studies. *Geology, Geophysics and Environment*, 41(3), 275—283. doi: 10.7494/geol.2015.41.3.275.
- Stovba, S. M., & Stephenson, R. A. (2002). Style and timing of salt tectonics in the Dniepr-Donets Basin (Ukraine): implications for triggering and driving mechanisms of salt movement in sedimentary basins. *Marine and Petroleum Geology*, 19(10), 1169—1189. doi: 10.1016/S0264-8172(03)00023-0.
- Tiapkina, O. M., & Okrepkyj, O. I. (2017). Reservoir characterization and delineation in a geologically complex area of onshore Ukraine — Challenges and solutions. *79th EAGE Conference, Extended Abstracts*, Paper We A3 13. doi: 10.3997/2214-4609.201701169.
- Tiapkina, O. M., Okrepkyj, O. I., & Kollisnichenko, V. G. (2012). Seismic imaging and interpretation of salt-trapped prospects in the Dnieper-Donets Basin, Ukraine — Case studies. *74th EAGE Conference, Extended Abstracts*, Paper B039. doi: 10.3997/2214-4609.20148153.
- Tiapkina, O. M., Solovyov, I. V., & Polunin, O. I. (2010). Imaging and mapping of hydrocarbon traps in a thrust zone from onshore Ukraine — A case study. *72nd EAGE Conference, Extended Abstracts*, Paper P312. doi: 10.3997/2214-4609.201401197.
- Tiapkina, O. M., Voitsytski, Z. Y., Sydorenko, G. D., & Parhomenko, T. V. (2008). Imaging and mapping of hydrocarbon traps in areas of complex salt tectonics in Ukraine — Case studies. *70th EAGE Conference, Extended Abstracts*, Paper P076. doi: 10.3997/2214-4609.20147885.
- Yielding, G., Freeman, B., & Needham, D. T. (1997). Quantitative fault seal prediction. *AAPG Bulletin*, 81(6), 897—917.
- Yielding, G. (2012). Using probabilistic shale smear modelling to relate SGR predictions of column height to fault-zone heterogeneity. *Petroleum Geoscience*, 18(1), 33—42. doi: 10.1144/1354-079311-013.

Integrated analysis of fault sealing capabilities when studying and mapping hydrocarbon traps in the Dnieper-Donets Depression

O. I. Okrepkyj, O. M. Tiapkina, 2018

This paper demonstrates how a set of advanced technologies provided a better understanding of the geological structure of the Solokha gas condensate field and underground gas storage located in onshore Ukraine. In particular, these technologies helped us improve the process of hydrocarbon trap delineation and subsequent exploration well planning in this area. The study area is structurally complex because it is located in the central part of the axial zone of the Dnieper-Donets Depression (DDD). This part of the DDD is characterized by active halokinesis that has produced morphologically developed salt bodies and associated with them plicative and disjunctive deformations of the host rocks. The structure of the area has to a large extent been formed under the impact of one of such bodies, the closely located and actively developed Bakeyski diapir. The workflow used consists in synergic integration of high-quality 3D seismic data processing, detailed structural and stratigraphic interpretation and seismic inversion combined with pore pressure measurements in wells, lithotype clustering using Kohonen self-organizing maps, and fault seal analysis. A ramified network of faults, which plays an important role in the study area, formed independent tectonic traps in the Middle Jurassic sediments of the Bayosian age and led to the compartmentalization of one of the stratigraphic traps in the Lower Carboniferous sediments of the Visean age. To analyze sealing capabilities of these faults, Allan diagrams and Shale Gouge Ratio are used. The first of these methods is based on the juxtaposition of permeable and impermeable rocks on both sides of the fault, and the second, more advanced, is based on the calculation of the percentage of the clay component of all rocks that have slipped along the fault past a given point.

Key words: Dnieper-Donets Depression, fault traps, stratigraphic traps, fault sealing capabilities, Allan diagrams, Shale Gouge Ratio.

References

- Tiapkina, A. N., Tyapkin, Yu. K., & Okrepkyj, A. I. (2015). Adequate velocity model as a basis for effective seismic imaging when mapping hydrocarbon traps associated with salt domes. *Geofizicheskiy zhurnal*, 37(1), 147—164. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v37i1.2015.111333> (in Russian).
- Tiapkina, A. N., Tyapkin, Yu. K., & Okrepkyj, A. I. (2014). Advanced methods for seismic imaging when mapping hydrocarbon traps associated with salt domes. *Geofizicheskiy zhurnal*, 36(3), 86—104. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v36i3.2014.116055> (in Russian).
- Chirvinskaya, M. V., & Sollogub, V. B. 1980. *Deep Structure of the Dniepr-Donets Aulacogen from Geophysical Data*. Kiev: Naukova Dumka (in Russian).
- Allan, U. S. (1989). Model for hydrocarbon migration and entrapment within faulted structures. *AAPG Bulletin*, 73(7), 803—811. doi: 10.1306/44B4A271-170A-11D7-8645000102C1865D.
- Asquith, G., & Krygowski, D. (2004). *Basic Well Log Analysis*. AAPG Methods in Exploration. No 16. Tulsa: AAPG.
- Burianyk, M. (2003). Petroleum geophysics in Ukraine. *The Leading Edge*, 22(5), 430—433. doi: 10.1190/1.1579576.
- Couples, G., Ma, J., Lewis, H., Olden, P., Quijano, J., Fasaie, T., & Maguire, R. (2007). Geomechanics of faults: impacts on seismic imaging. *First Break*, 25(10), 83—90.
- Farmer, P., Zhou, Z. Z., & Jones, D., (2009). The role of reverse time migration in imaging and model estimation. *The Leading Edge*, 28(4), 436—441. doi: 10.1190/1.3112761.
- Kohonen, T. (2001). *Self-Organizing Maps*. New-York: Springer Verlag.

- Manzocchi, T., Heath, A. E., Walsh, J. J., Childs, C. (2002). The representation of two-phase fault-rock properties in flow simulation models. *Petroleum Geoscience*, 8(2), 119—132. doi: 10.1144/petgeo.8.2.119.
- Okrepkyj, O., & Tiapkina, O. (2015). The application of fault seal analysis at the Solokha field, Dnieper-Donets Basin, Ukraine — case studies. *Geology, Geophysics and Environment*, 41(3), 275—283. doi: 10.7494/geol.2015.41.3.275.
- Stovba, S. M., & Stephenson, R. A. (2002). Style and timing of salt tectonics in the Dniepr-Donets Basin (Ukraine): implications for triggering and driving mechanisms of salt movement in sedimentary basins. *Marine and Petroleum Geology*, 19(10), 1169—1189. doi: 10.1016/S0264-8172(03)00023-0.
- Tiapkina, O. M., & Okrepkyj, O. I. (2017). Reservoir characterization and delineation in a geologically complex area of onshore Ukraine — Challenges and solutions. *79th EAGE Conference, Extended Abstracts*, Paper We A3 13. doi: 10.3997/2214-4609.201701169.
- Tiapkina, O. M., Okrepkyj, O. I., & Kolisnichenko, V. G. (2012). Seismic imaging and interpretation of salt-trapped prospects in the Dnieper-Donets Basin, Ukraine — Case studies. *74th EAGE Conference, Extended Abstracts*, Paper B039. doi: 10.3997/2214-4609.20148153.
- Tiapkina, O. M., Solovyov, I. V., & Polunin, O. I. (2010). Imaging and mapping of hydrocarbon traps in a thrust zone from onshore Ukraine — A case study. *72nd EAGE Conference, Extended Abstracts*, Paper P312. doi: 10.3997/2214-4609.201401197.
- Tiapkina, O. M., Voitsytski, Z. Y., Sydorenko, G. D., & Parhomenko, T. V. (2008). Imaging and mapping of hydrocarbon traps in areas of complex salt tectonics in Ukraine — Case studies. *70th EAGE Conference, Extended Abstracts*, Paper P076. doi: 10.3997/2214-4609.20147885.
- Yielding, G., Freeman, B., & Needham, D. T. (1997). Quantitative fault seal prediction. *AAPG Bulletin*, 81(6), 897—917.
- Yielding, G. (2012). Using probabilistic shale smear modelling to relate SGR predictions of column height to fault-zone heterogeneity. *Petroleum Geoscience*, 18(1), 33—42. doi: 10.1144/1354-079311-013.