

Применение метода структурного дешифрирования с целью выявления потенциально опасных деформаций земной поверхности и зон вертикальных флюидоперетоков в пределах локальных платформенных структур (на примере Совхозного ПХГ)

А.И. Никонов

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва
E-mail: 59nikson@gmail.com

Аннотация. В статье обсуждаются вопросы применения методов визуального структурного дешифрирования космических снимков с целью выявления тектонических нарушений в осадочном чехле локальных поднятий, являющихся потенциально опасными зонами деформационного воздействия на оборудование скважин и процессы вертикальных перетоков флюидов в разрезе нефтегазовых месторождений и подземных хранилищ газа. Актуальность данной проблемы заключается в том, что методами сейсморазведки можно выделить зоны разломов сдвигового типа, но практически невозможно выявить зоны разломов отрывного типа (раздвиг). Это означает, что разломы отрывного типа при проектировании не будут учтены в геологической модели объектов разработки месторождения или эксплуатации подземных хранилищ газа, а также в строении их покрышек. С целью учета всех типов разломных зон в пределах локальных платформенных структур предложен системно-иерархический подход к выявлению зон линеаментов, сопоставляемых с разнонаправленными и разномасштабными тектоническими нарушениями на основе современной геодинамики разломных зон.

Ключевые слова: дешифрирование, линеамент, зона разлома, деформации земной поверхности, платформенные структуры, скважины с признаками техногенных газопроявлений.

Для цитирования: Никонов А.И. Применение метода структурного дешифрирования с целью выявления потенциально опасных деформаций земной поверхности и зон вертикальных флюидоперетоков в пределах локальных платформенных структур (на примере Совхозного ПХГ) // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. Вып. 3(26). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-26.art16>

Введение

Использование методов визуального и компьютерного дешифрирования систем линеаментов, сопоставляемых с зонами тектонических нарушений, является необходимым видом работ на стадии разведки и проектирования нефтегазовых объектов в пределах платформенных территорий, начиная с мелкого масштаба и с последующим переходом на более крупный масштаб. Не затрагивая в данной статье вопросов приоритета указанных методов анализа линеаментов, следует отметить, что применение обоих методов определяется конкретной необходимостью использования как визуального анализа изображений, так и компьютерных алгоритмов, предназначенных для объектно-

ориентированного анализа изображений (ОВИА) при трассировании линейных объектов.

Как известно, тектонические нарушения, определяющиеся линейно протяженными геологическими объектами в плане и представленные зонами разупрочненных свойств и структурной нарушенностью первичных пород горного массива, с позиции современной геодинамики разломных зон характеризуются современными суперинтенсивными деформациями геологической среды [1]. В связи с этим разломная зона представляет собой параметрически возбудимую (малыми воздействиями) активную среду. В процессе разработки месторождений и эксплуатации подземных хранилищ газа (ПХГ) на породы-коллекторы и покрышки оказывается индуцированное техногенное деформационное воздействие, способное активизировать разломную зону [2].

Повторные геодезические и гравиметрические наблюдения, проводившиеся на геодинамических полигонах объектов нефтегазового комплекса (НГК), показывают, что над активизированной разломной зоной происходят процессы поднятия и опускания земной поверхности. Детальное исследование с целью оценки деформации земной поверхности над разломной зоной методом нивелирования (1 класс точности) показало, что за 2,6 года на участке профиля в 300 м оседание достигло 18 см, при этом уровень относительной деформации горных пород составил 10^{-4} [1]. Для платформенных объектов НГК наиболее частым случаем является оседание земной поверхности над активизированной частью тектонического нарушения. Очевидно, что подобные процессы в разломных зонах также происходили и в палеогеологических условиях, оставляя в их разрезе области локальных оседаний горных пород.

Подобные структуры оседания образуются в пределах зон крупных тектонических нарушений, представленных зонами глубинных разломов и рифтовых впадин, но их формирование происходит на длительных геологических временах.

Все эти объекты тектонической природы формируют на земной поверхности линейные элементы, позволяющие на этапе структурного дешифрирования выявлять разномасштабные зоны тектонических нарушений, которые отражаются в структуре ландшафтов и проявляются в цветотоновых и структурных индикаторах на аэрокосмических снимках за счет их препарирования комплексом экзогенных процессов и биоценологических изменений [3].

Особенности геологической модели Совхозного поднятия

В работах [4–6] по геологическому строению, промыслово-гидрохимическому мониторингу, газохимическим и геофизическим исследованиям, проводившимся на Совхозном ПХГ, созданном в 1974 г. на базе истощенного газоконденсатного с нефтяной оторочкой одноименного месторождения, представлена характеристика структурных, литофациальных и промысловых данных по коллекторам месторождения и перекрывающих их отложений. Газоконденсатная залежь месторождения была выявлена в карбонатных породах сакмаро-артинского возраста толщиной 400 м в пределах рифового поднятия, которое представлено неравномерным чередованием плотных, крепких, трещиноватых и пористо-кавернозных органогенных известняков с прослоями сильно кавернозных доломитов, плотных ангидритов и мергелей, перекрытых сульфатно-гологеновыми отложениями кунгурского яруса толщиной 1000–1500 м. Отложения кунгурского яруса перекрыты преимущественно терригенными породами юрского, мелового, олигоценового, миоценового, плиоценового и четвертичного возраста общей толщиной порядка 400 м. С миоценовыми и олигоценовыми отложениями связаны залежи бурого угля Масловского месторождения.

В тектоническом отношении структура терригенной толщи пород над Совхозным поднятием представлена обширной мульдой, которую можно рассматривать как моноклираль. Слагающие ее пласты осложнены утолщениями, структурными носами и куполообразными поднятиями. В пределах Совхозного поднятия, имеющего размеры $3,0 \times 1,5$ км, использованные геолого-геофизические методы не выявили зон тектонических нарушений.

Вертикальных перетоков газа при разработке месторождения, а также никаких газопроявлений в надсолевых отложениях углеразведочными скважинами обнаружено не было. Только с началом эксплуатации подземного хранилища газа появились признаки утечек газа из него. По данным [4], они выражались в межколонных давлениях, заколонных скоплениях газа, газопроявлениях на устьях скважин, пробуренных на надсолевые отложения. В 1989 г. впервые было вскрыто и дренировано техногенное скопление газа в надсолевых отложениях. В 1996 г. произошла активизация техногенной загазованности, сопровождавшаяся поверхностными газопроявлениями и газовым фонтаном из-за брошенной водяной скважины глубиной 200 м. Дегазация надсолевого разреза осуществлялась с мая 1996 г. по январь 2002 г. Непосредственно в процессе

дегазации разреза в разное время участвовало 18 скважин. Всего было дренировано 18,609 млн м³ газа. Техногенная загазованность в коллекторах надсолевых отложений была ликвидирована. Источниками образования техногенных залежей газа, по данным проведенных исследований, являются неисправные эксплуатационные газовые скважины.

Структурное дешифрирование линеаментных систем территории Совхозного поднятия

Для выполнения структурного дешифрирования систем линеаментов на территории расположения Совхозного ПХГ предварительно необходимо провести обобщение данных по тектоническому строению исследуемого региона с целью выявления плановых закономерностей пространственного расположения его разломно-блоковой структуры.

Совхозное поднятие расположено в Оренбургской области, территория которой в тектоническом отношении является юго-восточным перикратоном Восточно-Европейской платформы, граничащей с Предуральским краевым прогибом, а также с Уральской складчатой системой и краевыми структурами Прикаспийской синеклизы. Структурно-формационные этажи этих региональных структур отличаются друг от друга составом и мощностью отложений, интенсивностью тектонических дислокаций, разделяясь региональными несогласиями. Исследуемое поднятие расположено в пределах южной части рифовой полосы, прослеживающейся вдоль западной краевой части Предуральского прогиба.

В пределах исследуемого узла надпорядковых структурных элементов [7] выделяются зоны разломов конседиментационного и постседиментационного формирования пород башкирского яруса, который с палеогеодинамических позиций не испытывал тектонической перестройки в пределах исследуемой территории. Считается, что к конседиментационным в строении яруса отнесены разломы, определяющие границы между надпорядковыми структурами, также первого порядка и, вероятно, оперяющие их более мелкие. Постседиментационные разломы представлены сбросами, взбросами, сдвигами, надвигами первого, второго порядков, претерпевших тектоническую активизацию в предверейское время. При этом многие сбросы испытали тектоническую инверсию и, впоследствии, приобрели на башкирском стратиграфическом уровне характер сбросо-взбросов. С постседиментационными разломами всех кинематических типов генетически связаны приразломные валы и горстовидные поднятия второго и третьего порядков.

По данным [8], в пределах Оренбургской области распространены три группы элементов структурного контроля: субширотные элементы западно-северо-западного простирания, дуговые разломы, пояса разломов и диагональные разрывные нарушения, среди которых приоритетное значение имеют разломы северо-северо-восточного простирания, соответствующие грабенообразным прогибам Башкирии (рис. 1).

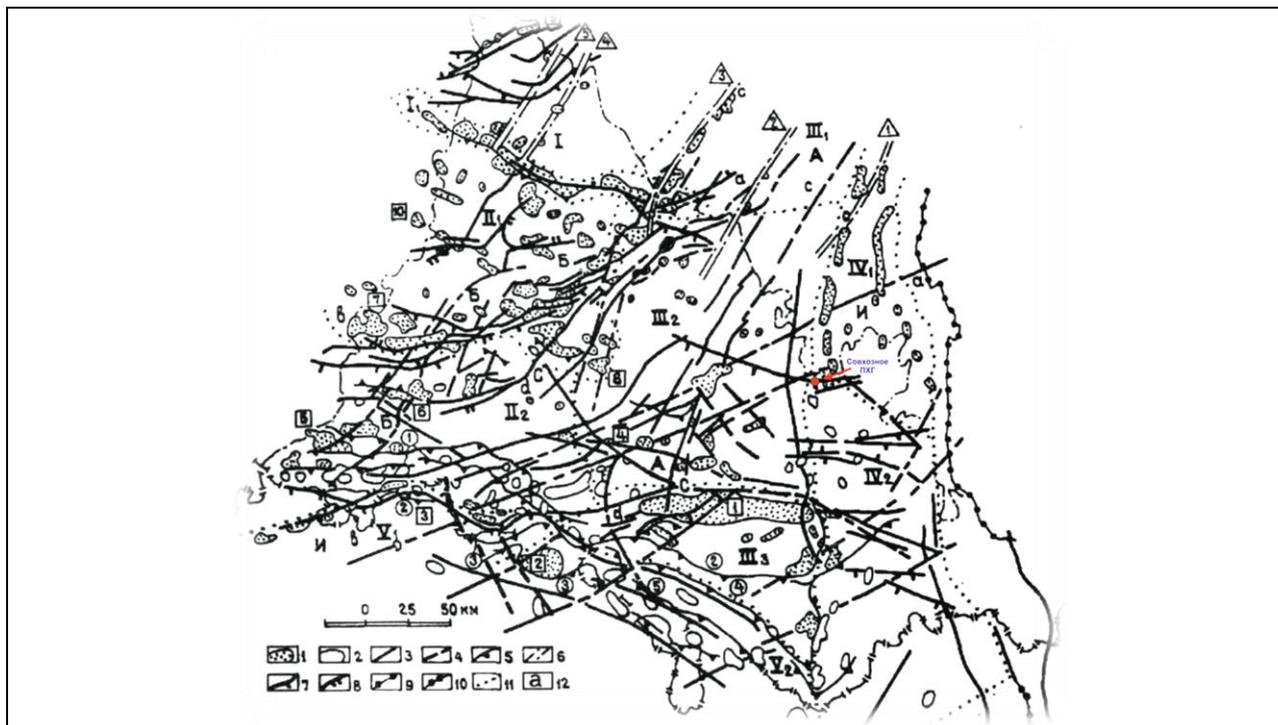


Рис. 1. Схема линейно-разломных структурных элементов зонального контроля нефтегазоносности [8]

Условные обозначения: 1 – нефтегазовые месторождения и их группы; 2 – сейсмические поднятия и их группы; 3 – разломы; 4 – линеаменты, выделенные по космоснимкам, и соответствующие разломы; 5 – флексуры, переходящие в разломы в подсолевых палеозойских отложениях; 6 – грабенообразные прогибы; 7 – гравитационные уступы 8 – магнитные уступы (границы или края ступеней); 9 – граница зоны передовых складок и складчатого Урала; 10 – западная граница зоны передовых складок; 11 – границы нефтегазоносных районов и областей; 12 – X-образно пересекающиеся пучки нарушений в дугообразных поясах разломов (ав, cd). Флексуры (цифры в кружках): 1 – Камелик-Чаганская система, 2 – Иртек-Илекская, 3 – Южно-Карачаганакская, 4 – Илек-Яйсанская, 5 – Аксайская. Отдельные структурные элементы (цифры в квадратах): 1 – Оренбургский вал, 2 – Карачаганакское поднятие, 3 – Рожковский выступ, 4–10 – нефтегазоносные зоны поднятий (4 – Сидоровско-Землянская, 5 – Зайкинско-Росташинская, 6 – Гаршинско-Ефимовская, 7 – Бобровско-Покровская, 8 – Ольховская, 9 – Туймазино-Бавлинская, 10 – Самаркинская). Сквозные (секущие) структурные зоны: А – Ашкадарская, И – Ик-Иртекская, Б – Бузулукская, С – Самарская (граничный разлом). Нефтегеологическое районирование (римские цифры): I – Татарская нефтегазоносная область (Татарский свод, склон), I₁ – Большекинешельский район (вал), II₁ – Муханово-Ероховский район (прогиб) Средневожской нефтегазоносной области, II₂ – Южно-Оренбургский (Южно-Бузулукский) район (Бузулукская впадина); III₁ – Уфимский район Уфимско-Оренбургской нефтегазоносной области, III₂ – Восточно-Оренбургский район (поднятия), III₃ – Соль-Илецкий район (выступ), IV₁ – Бельский район Южно-Предуральской нефтегазоносной области (прогиба), IV₂ – Сакмаро-Илецкий район, V₁ – Тепловско-Бородинская зона Прикаспийской нефтегазоносной провинции (впадины), V₂ – Базыровская зона. Грабенообразные прогибы (цифры в треугольниках): 1 – Ишимбайский, 2 – Тавтимано-Уршакский, 3 – Сергиевско-Демский, 4 – Чекмагушевско-Тепляковский, 5 – Туймазино-Шаранский

В первую группу входят наиболее изученные и широко распространенные в области субширотные разломы, флексуры и связанные с ними зоны поднятий. Самые протяженные из них – Большекинельский вал и флексуры обрамления Прикаспийской впадины, причем, Большекинельский вал в плане повторяет конфигурацию надверейского бортового уступа впадины. Остальные субширотные элементы прерываются на более коротких расстояниях и имеют характер местных структурных зон.

Основу структурных элементов составляют диагональные разломы северо-северо-восточной ориентировки: Ашкадарская зона, грабенообразные прогибы на севере Оренбургской области, Бузулукская зона, включающая в себя отрезки субширотного расположения структур; сюда же отнесена и Ик-Иртекская зона, имеющая восточно-северо-восточное простирание. Главную контролирующую роль по отношению к локальным структурам играют также разломы северо-северо-западного простирания, симметричные относительно северо-северо-восточных нарушений.

Методические основы дешифрирования геологических объектов, а также линеаментно-блоковых структур как элементов глубинного строения, на материалах аэрокосмических съемок рассмотрены в работах Г.И. Амурского, С.М. Богородского, В.Н. Брюханова, В.А. Буша, В.И. Гридина, В.И. Макарова, Н.В. Межеловского, М.Н. Петрусевича, А.И. Полетаева, Л.М. Расцветаева, А.Л. Ревзона, А.В. Садова, В.Д. Скарятин, В.Г. Трифонова, Д.М. Трофимова, П.В. Флоренского, С.С. Щульца и др.

Основным выводом этих многочисленных исследований является то, что земную поверхность необходимо рассматривать как итоговую (интегральную) структуру, созданную в результате последовательного наложения разновозрастных и разноглубинных процессов и закономерно преобразованную комплексом экзогенных факторов.

В представленном комплексном подходе дешифрирования зон линеаментов реализованы следующие принципы:

- от «общего к частному» – дешифрирование выполняется последовательно, начиная с мелкого масштаба изображений и с переходом на крупный;
- на одном масштабном уровне выделяется не более двух рангов систем линеаментов;
- дешифрирование линеаментов при переходе с мелкого масштаба космических изображений на более крупный требует сначала перенесения линеаментов с

предыдущего масштаба (с целью сохранения их ориентировки и размерности на всех масштабных уровнях);

– масштабный ряд дистанционных и картографических материалов для проведения дешифрирования должен соответствовать следующим величинам: 1:1000000–500000, 1:200000–100000, 1:50000–25000.

К основным задачам дешифрирования относилось выявление структурных зон линейных элементов на материалах дистанционного зондирования (МДЗ) и тематических картах на основе системно-иерархического подхода, а также анализ соответствия полученных систем линейных элементов геолого-геофизическим данным [3, 9].

Ограничения по ширине зон линейных элементов определялись путем изучения блокового строения территории, выявленного по МДЗ, а также работ по сопоставлению теоретических и практических данных современной геодинамики разломных зон с линейными элементами [10]. В данных работах также приведено обоснование таких свойств линейных элементов, как их прерывистость, связь с экзогенными процессами и дискретность проявления в пространстве, выраженная близким к значению 3 отношением среднегеометрических размеров сопредельных блоков и разделяющих их зон [3, 9].

Пространственная структура линейных элементов, сопоставляемых с тектоническими зонами 1 и 2 ранга, которая фиксируется на земной поверхности (в ландшафте) структурными и цветотоновыми индикаторами, на МДЗ чаще всего отражает тектонически унаследованные элементы фундамента, обусловленные разнонаправленным характером вертикальных движений и их деформационным воздействием на породы осадочного чехла [3]. На зональном пространственном уровне исследований ширина зон линейных элементов соответствует значениям от 5–6 до 15–18 км, а на локальном – от 0,3–0,5 до 1,2–1,5 км, реже – 1,8–2,0 км (размер γ -аномалии [2]).

В качестве сопряженной системы ландшафтных индикаторов линейных элементов с разномасштабными зонами разломов выделены:

- фототоновые аномалии и др.;
- протяженные спрямленные отрезки русла и долины рек, ее притоков, а также их резкие коленообразные изгибы, отражающие блоковый характер тектонического строения в ландшафте;
- участки аномального изменения ширины поймы рек, их ориентировок и густоты старичных понижений, характера меандрирования и степени извилистости русел;

- прямолинейные участки бровок речных террас и изменения степени дренированности междуречных равнин;
- вытянутые цепочки средних и мелких озер и болотных понижений;
- спрямленные границы почвенно-растительных комплексов;
- линейный характер проявления экзогенных процессов.

Проведение дешифрирования линеаментных систем на основе изложенных принципов и структурных индикаторов по разномасштабным снимкам, имеющим различную разрешающую способность, позволяет наметить пространственное положение этих систем на земной поверхности, отражающееся в структуре рельефа и ландшафтных характеристиках. Результаты данного методического подхода по визуальному дешифрированию линеаментов на территории Оренбургской области, сопоставляемых с зонами тектонических нарушений, и контролю геологического строения, представлены на рис. 2.

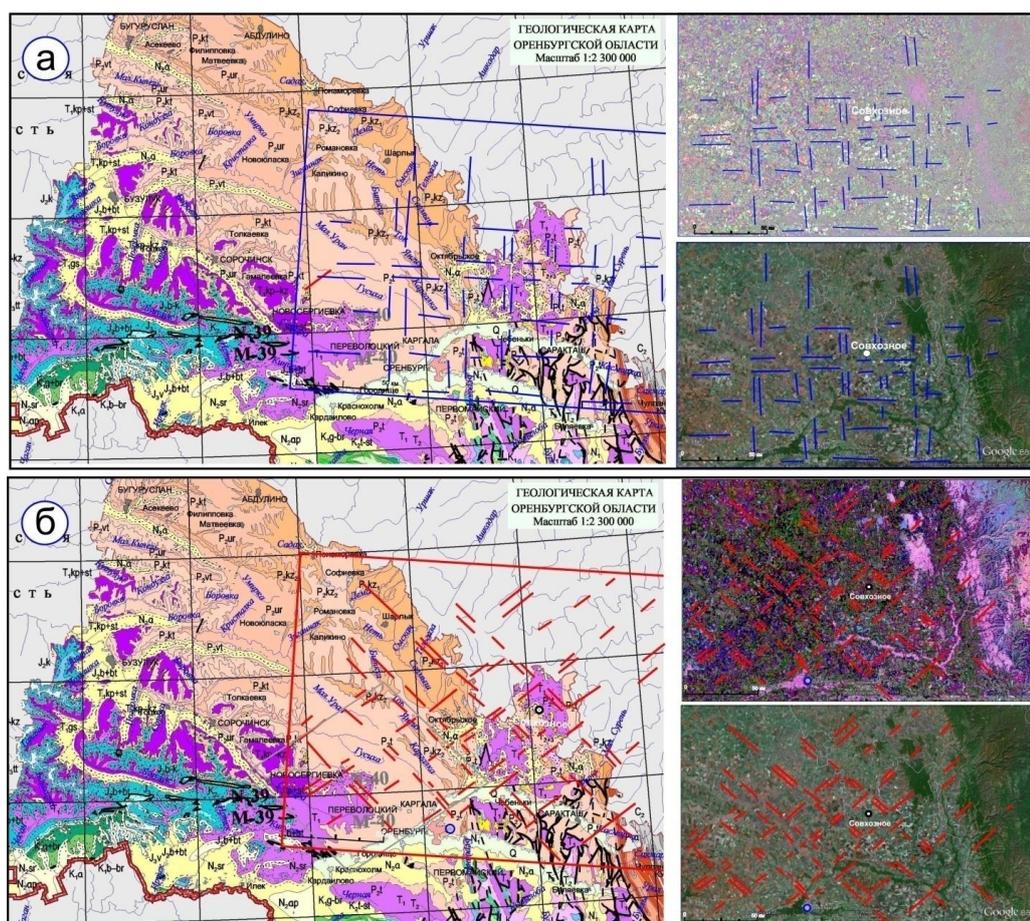


Рис. 2. Результат структурного дешифрирования линеаментов территории Оренбургской области на основе цветотоновых индикаторов и их сопоставления с геологическими данными:
 а) выделение ортогональной системы линеаментов (линии синего цвета);
 б) выделение диагональной системы линеаментов (линии красного цвета)

На рис. 3 продемонстрирована методика выявления разноранговых зон линеаментов на региональном масштабе с последующим приближением к локальному уровню, на котором исследуется Совхозное поднятие.

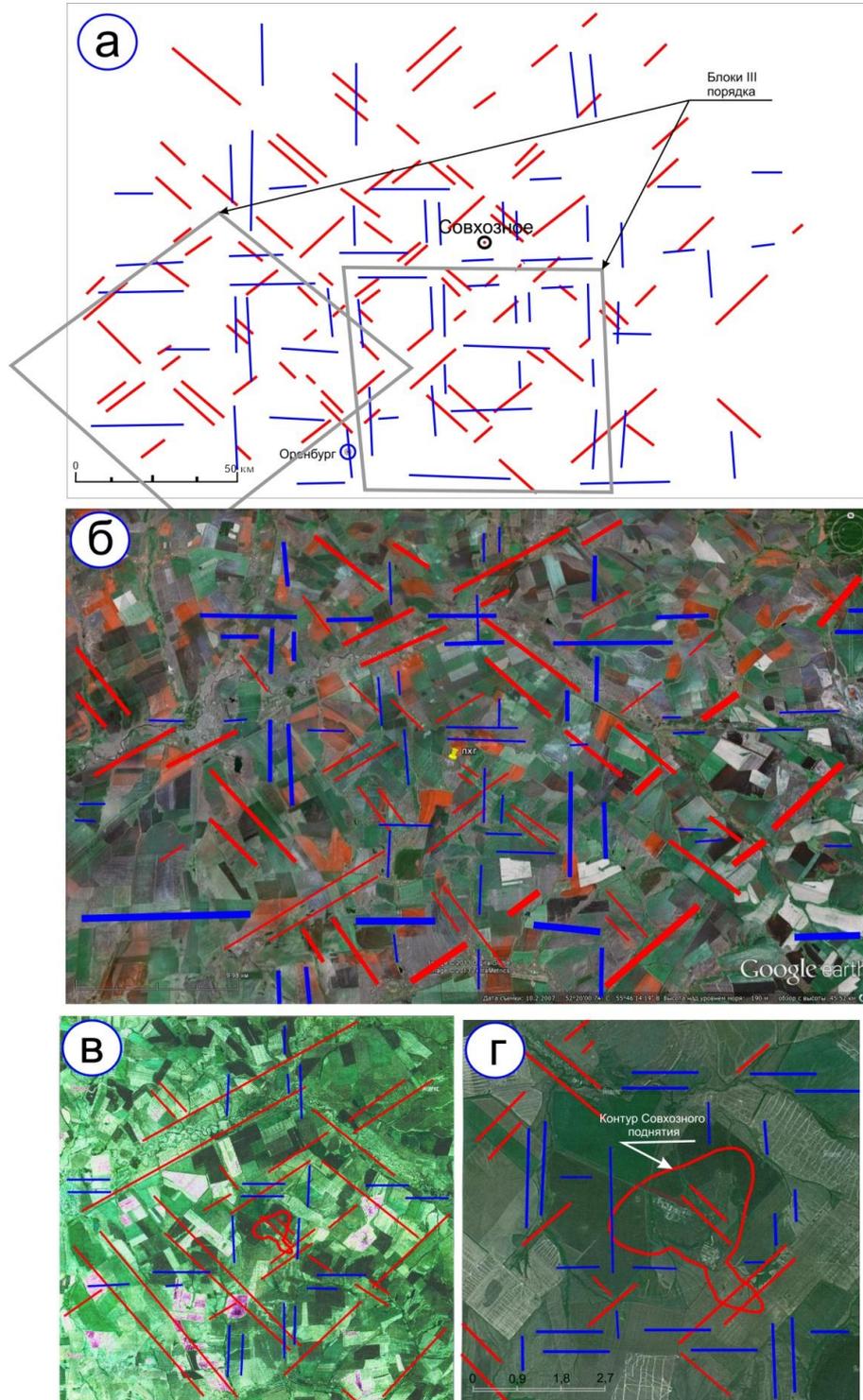


Рис. 3. Методические приемы линеаментного анализа при переходе от регионального уровня исследования к локальному при выявлении линеаментов ортогональной и диагональной систем: а) региональный уровень; б и в) зональный уровень; г) локальный уровень

Обсуждение результатов

Проведенный линеаментный анализ показал, что в пределах Совхозного поднятия выделяются 2 зоны предполагаемых тектонических нарушений, пересекающих структуру в северо-западном и северо-восточном направлениях, как показано на рис. 3, г. Ширина этих линеаментов на поверхности составляет порядка 350–400 м. Ортогональная система линеаментов того же уровня, что и диагональная, представляет блок размером, в среднем, 5×5 км, ограничивающий данное поднятие. Структурных индикаторов, позволяющих говорить о пересечении поднятия линеаментами ортогональной системы, на снимках не обнаруживается, но возможно, что сужение в его южной части может контролироваться линеаментом меридианального простираия (разломом) более низкого ранга.

С целью сопоставления зон линеаментов со структурно-геологическими особенностями строения Совхозного поднятия они были нанесены на структурную карту (рис. 4) и геологический разрез (рис. 5) из работы [5]. Графической информации о геологическом строении юго-восточной части структуры, где она пересекается линеаментом северо-восточного простираия в районе скважины № 11, в литературных данных не приводится. Но авторы статьи [5] констатируют, что в пределах юго-восточного купола продуктивный разрез отложений сакмаро-артинского возраста в изначально принятом контуре газоносности приурочен к коллекторам, которые развиты в пределах юго-восточного купола также в районе скв. № 11 (-1406 м), расположенной в его присводовой части. Развитие этих коллекторов может быть связано с пересечением юго-восточной части поднятия зоной разлома, который при активизации в геологическом времени приводил к разупрочнению этих отложений и формированию зон повышенной проницаемости с образованием порово-трещинного типа коллектора. Также авторы статьи, рассматривая геологическое строение северного купола, приводят данные о развитии трещиноватости пород, которая наиболее развита в его северо-восточной части, где также на рис. 4 проходит зона линеамента, сопоставляемая с разломом.

При описании строения северного купола в [5] приводятся данные об отложениях филипповского горизонта, где особенности геологического строения нижнепермской части разреза ПХГ дают возможность сделать предположение о наличии скоплений УВ в пористо-проницаемых породах горизонта в пределах выделенных зон на центральном и северном участках структуры. Данные участки структуры, по результатам линеаментного анализа, также пересекаются зоной разлома (см. рис. 4). Основная роль в возможном

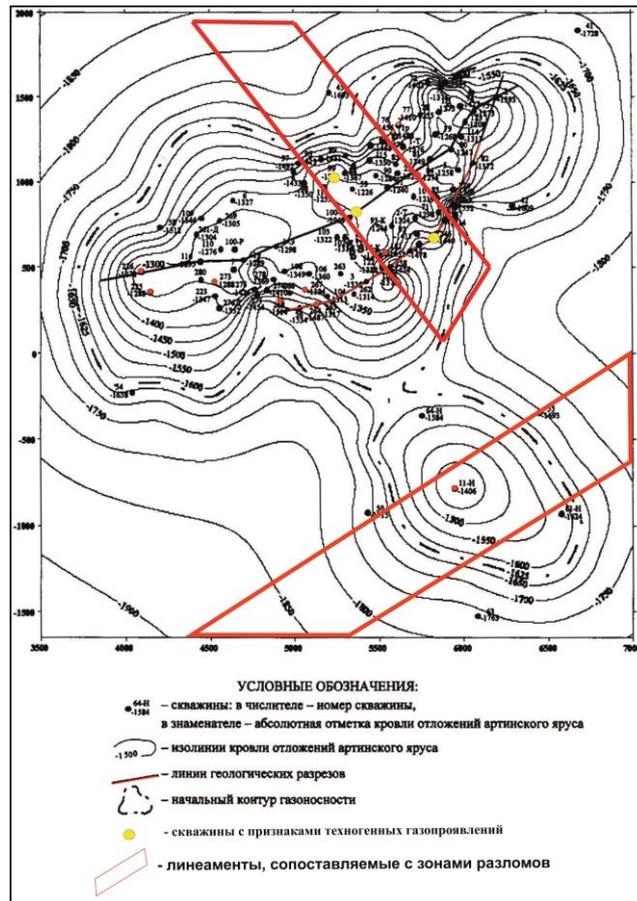


Рис. 4. Структурная карта отложений артинского яруса [5] с нанесенными на нее зонами линеаментов диагональной системы

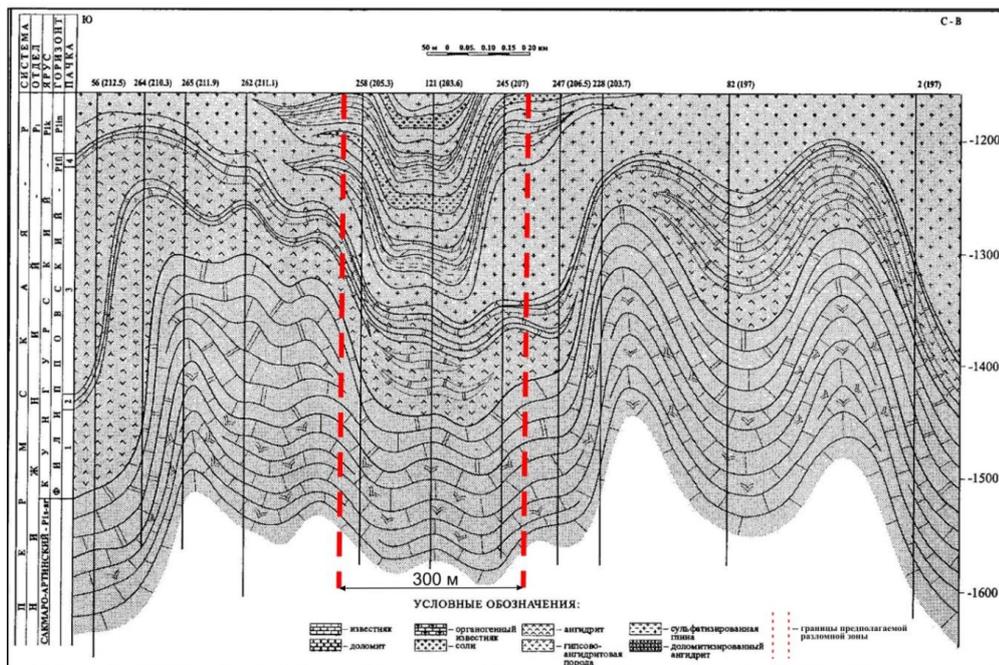


Рис. 5. Геологический разрез отложений филипповского горизонта Совхозного поднятия [5] по скважинам, приведенным на рис. 4 (линия геологического профиля показана красным цветом)

поступлении УВ из хранилища в породы филипповского горизонта, как пишут авторы статьи, принадлежит вертикальной миграции, связанной с неблагоприятным техническим состоянием скважин, и носит преимущественно локальный характер. В то же время, нельзя исключать и поступление газа в коллекторы горизонта в момент формирования залежи в отложениях сакмаро-артинского возраста. Из вышесказанного можно предположить, что циклическая эксплуатация Совхозного ПХГ в пределах северного купола привела к современному техногенному индуцированному воздействию на разломную зону, в которой активизировались аномальные деформационные процессы, приведшие к разупрочнению пород этой зоны и вертикальным перетокам газа, а также к нарушению работы скважин.

На рис. 4, на основании работы [4], вынесены скважины с признаками техногенных газопроявлений, которые попадают в зону линеамента, северо-западного простирания.

Из приведенного рис. 5 видно, что разломная зона представляет собой локальную структуру оседания шириной порядка 300 м, хорошо выраженную на глубинах от 1150 до 1350 м и отраженную в плане на земной поверхности близкими к ней размерами. Данных о строении этой зоны в разрезе выше отложений филипповского горизонта до поверхности в статьях [4–6] не приводится. Но тот факт, что данная зона выражена на земной поверхности в линеаментной структуре поднятия, говорит о ее активизации на разных этапах тектонического перестроения региона и при формировании Совхозного месторождения, что отражает у него наличие окисленной нефтяной оторочки.

Выводы

Представленные результаты структурного дешифрирования линеаментов на основе системно-иерархического подхода позволяют на стадии проектирования ПХГ в платформенных структурах выявить зоны тектонических нарушений отрывного типа, которые проявляются в разрезе структурами оседания и при активизации могут быть зонами флюидопроводности и аномальных деформаций в разрезе поднятий.

Применение метода структурного дешифрирования в сопоставлении с геологической и структурно-тектонической информацией при проектировании и расширении ПХГ позволяет построить геологическую и гидродинамическую модели объекта хранения газа и его покрышек, более адекватные условиям геодинамического формирования их во времени, а также прогнозировать прочностные и коллекторские свойства пород в плане и разрезе поднятия.

Применение линеаментного анализа дает возможность проектировать нивелирные сети в локальных потенциально опасных зонах при проведении геодезических и гравиметрических работ (РД 07-603-03. Инструкция по производству маркшейдерских работ) по контролю промышленной безопасности объектов нефтегазового комплекса и недр при эксплуатации ПХГ.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Обоснование инновационных экологически чистых технологий разработки месторождений УВ в сложных горно-геологических условиях на основе 3D-компьютерного моделирования, лабораторных экспериментов и опытно-промысловых исследований», № АААА-А19-119022090096-5).

Литература

1. Кузьмин Ю.О. Современная геодинамика разломных зон: разломообразование в реальном масштабе времени // *Geodynamics & Tectonophysics*. 2014. Т. 5, № 2. С. 401–443.
2. Кузьмин Ю.О. Индуцированные деформации разломных зон // *Физика Земли*. 2019. № 5. С. 61–75. <https://doi.org/10.31857/S0002-33372019561-75>
3. Никонов А.И. Тектонофизические аспекты структурного дешифрирования линеаментных систем // *Современная тектонофизика. Методы и результаты: Материалы Второй молодежной школы-семинара*. М.: ИФЗ, 2011. Т. 2. С. 78–93.
4. Севастьянов О.М., Захарова Е.Е. Промыслово-гидрогеохимический мониторинг на Совхозном ПХГ // *Геология, география и глобальная энергия*. 2009. № 2(33). С. 52–56.
5. Калинин А.В., Керноз М.Ф. Краткая геологическая характеристика отложений нижнепермского возраста Совхозного ПХГ // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2008. № 7. С. 51–59.
6. Глаголев Ю.В., Куштанова Г.Г., Шулаев В.Ф., Чурикова В.Н., Божедомова Н.А. Результаты газодинамических и геофизических исследований сообщаемости южного и северного куполов Совхозного подземного хранилища газа // *Каротажник*. 2013. № 11(233). С. 3–15.
7. Леонов Г.В., Яхимович Н.Н. Особенности размещения нефтяных и газовых месторождений юго-восточного склона Русской плиты // *Геология нефти и газа*. 1983. № 6. С. 16–20.

8. *Кирсанов М.В., Яхимович Н.Н.* Задачи и стадии регионального этапа работ на нефть и газ на юго-востоке Русской платформы (Оренбургская область) // Геология нефти и газа. 1994. № 5. С. 13–20.

9. *Кравцов В.В., Никонов А.И.* Системно-иерархическая структура полей напряжений и ее отражение на аэрокосмических снимках на примере Самотлорского месторождения (Черногорская площадь) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 1996. № 8–9. С. 18–23.

10. *Кузьмин Ю.О., Никонов А.И., Шаповалова Е.С.* Особенности структурного дешифрирования линеаментов с учетом современной геодинамики разломов // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. 2016. Вып. 1(13). http://oilgasjournal.ru/vol_13/kuzmin.pdf (Дата обращения 18.09.2019).

The use of structural interpretation method for detecting potentially dangerous surface deformations and vertical fluid flows on local platform structures (the case of the Sovkhoznoye underground gas storage)

A.I. Nikonov

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow
E-mail: 59nikson@gmail.com

Abstract. The paper discusses the use of the method of visual structural satellite image interpretation for detecting faults in sedimentary cover of local uplifts. Such faults are potentially dangerous deformational zones, impacting vertical fluid flows and well equipment on oil fields and underground gas storages. The issue is of great current interest because while seismic methods can detect shear faults, to detect separation faults using them is nearly impossible. This means that the latter would not be taken into account in a field project during geological modelling of field exploration and exploitation of underground gas storages, especially when describing caprocks. To take into account all the fault zones on local platform structures the systematical hierarchical approach based on recent geodynamics is proposed to detect lineament zones, comparable to tectonic dislocations of different scales and directions.

Keywords: interpretation, lineament, fault zone, surface deformations, platform structures, wells with the signs of technogenic gas ingresses.

Citation: *Nikonov A.I.* The use of structural interpretation method for detecting potentially dangerous surface deformations and vertical fluid flows on local platform structures (the case of the Sovkhoznoye underground gas storage) // Actual Problems of Oil and Gas. 2019. Iss. 3(26). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-26.art16> (In Russ.).

References

1. *Kuzmin Yu.O.* Recent geodynamics of fault zones: real-time fault formation // Geodynamics & Tectonophysics. 2014. Vol. 5, No. 2. P. 401–443. (In Russ.).
2. *Kuzmin Yu.O.* Induced deformation of fault zones // *Izvestiya, Physics of the Solid Earth*. 2019. Vol. 55, No. 5. P. 753–765. <https://doi.org/10.1134/S1069351319050069>
3. *Nikonov A.I.* Tectonophysical aspects of structural interpretation of lineament systems // *Modern tectonophysics. Methods and results: Proceedings of the Second Youth School-Seminar*. Moscow: IFZ, 2011. Vol. 2. P. 78–93. (In Russ.).
4. *Sevastyanov O.M., Zakharova E.E.* Field hydrogeochemical monitoring at the Sovhoznoe UGS facility // *Geology, Geography and Global Energy*. 2009. No. 2(33) P. 52–56. (In Russ.).

5. *Kalinkin A.V., Kernoz M.F.* Brief geological characteristics of deposits of the Lower Permian Sovhoznoe UGS facilities // *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2008. No. 7. P. 51–59. (In Russ.).

6. *Glagolev Yu.V., Kushtanova G.G., Shulaev V.F., Churikova V.N., Bozhedomova N.A.* The results of gas-dynamic and geophysical studies of the connectivity of the southern and northern domes of the Sovhoznoe underground gas storage // *Logger*. 2013. No. 11(233). P. 3–15. (In Russ.).

7. *Leonov G.V., Yakhimovich N.N.* Features of the placement of oil and gas fields in the southeastern slope of the Russian Plate // *Geologiya Nefti i Gaza*. 1983. No. 6. P. 16–20. (In Russ.).

8. *Kirsanov M.V., Yakhimovich H.H.* Tasks and stages of the regional stage of oil and gas operations in the southeast of the Russian Platform (Orenburg Region) // *Geologiya Nefti i Gaza*. 1994. No. 5. P. 13–20. (In Russ.).

9. *Kravtsov V.V., Nikonov A.I.* The system-hierarchical structure of stress fields and its reflection in aerospace images using the example of the Samotlor field (Chernogorskaya area) // *Geology, Geophysics and Oil and Gas Field Development*. 1996. No. 8–9. P. 18–23. (In Russ.).

10. *Kuzmin Yu.O., Nikonov A.I., Shapovalova E.S.* Features of structural interpretation of lineaments taking into account recent fault geodynamics // *Georesources, Geoenergetics, Geopolitics*. 2016. Iss. 1(13). http://www.oilgasjournal.ru/vol_13/kuzmin.pdf (Accessed on 18.09.2019). (In Russ.).