

**МОБИЛЬНЫЕ ПРЯМОПОИСКОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ: ФАКТЫ ОБНАРУЖЕНИЯ И
ЛОКАЛИЗАЦИИ КАНАЛОВ ВЕРТИКАЛЬНОЙ МИГРАЦИИ ФЛЮИДОВ –
ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ СВИДЕТЕЛЬСТВА В ПОЛЬЗУ ГЛУБИННОГО СИНТЕЗА
УГЛЕВОДОРОДОВ**

С.П. Левашов^{1,2}, Н.А. Якимчук^{1,2}, И.Н. Корчагин³, Д.Н. Божежа², В.В. Прилуков²

¹Институт прикладных проблем экологии, геофизики и геохимии, пер. Лабораторный, 1, Киев 01133, Украина

²Центр менеджмента и маркетинга в области наук о Земле ИГН НАН Украины, пер. Лабораторный, 1, Киев 01133, Украина

³Институт геофизики им. С.И. Субботина НАН Украины, просп. Акад. Палладина, 32, Киев 03680, Украина, e-mail: korchagin@karbon.com.ua

Анализируются результаты апробации прямопоискового метода частотно-резонансной обработки и декодирования данных ДЗЗ на Шебелинском ГКМ (Украина), а также поисков каналов вертикальной миграции глубинных флюидов на месторождениях углеводородов (УВ) и в пределах аномальных зон типа «залежь УВ» в различных регионах мира. Предложена методика оперативного обнаружения вертикальных каналов миграции флюидов. В районе Шебелинского ГКМ закартирована аномальная зона площадью 224.5 км² типа «газ+конденсат», а также обнаружено два вертикальных канала миграции флюидов с давления 280 и 272 МПа. В зоне одного из каналов зарегистрированы отклики на резонансных частотах нефти, газа, конденсата, гелия, водорода, углекислого газа. В пределах более крупного участка (2220 км²) обнаружено семь аномальных зон общей площадью 259.9 км². Вертикальные каналы обнаружены также на площади структуры «вихревого» типа в Западной Сибири, в пределах Мачухского газового месторождения в ДДВ, в районе аварийной скважины в Мексиканском заливе, в контурах аномалий типа "нефть+газ" в районе газового месторождения Зохран

в Средиземном море. Приведенные факты обнаружения каналов вертикальной миграции флюидов, а также наличие значительного количества аномальных зон типа «залежь нефти и газа» в различных горизонтах (в том числе и в глубинных) разреза можно считать важными аргументами в пользу абиогенного происхождения УВ.

Ключевые слова. Вертикальный канал, нефть, газ, скважина, спутниковые данные, прямые поиски, аномалия типа залежь, обработка данных ДЗЗ, Шебелинское ГКМ, Мексиканский залив, Средиземное море.

Введение. Уже свыше 15 лет авторами целенаправленно и активно проводятся исследования по проблеме разработки и внедрения в практику поисково-разведочных работ мобильных и малозатратных технологий прямых поисков и разведки различных полезных ископаемых – нефти, газа, золота, урана, воды (питьевой, минеральной, геотермальной), и т.д. На настоящий момент разработаны и апробированы в различных регионах мира мобильные наземные геоэлектрические методы становления короткоимпульсного электромагнитного поля (СКИП) и вертикального электрорезонансного зондирования (ВЭРЗ) [10, 18, 21], а также супер-мобильный (супер-оперативный) метод частотно-резонансной обработки и интерпретации данных дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ) (спутниковых снимков) [8-10]. Результаты апробации и практического применения этих прямопоисковых методов приводятся в многочисленных опубликованных статьях и материалах научных конференций [8-13, 21-22].

Отметим также, что апробация разработанных методов неоднократно проводилась также и на известных месторождениях углеводородов (УВ), в том числе и на одном из крупнейших в Украине – Шебелинском газоконденсатном месторождении (Шебелинском ГКМ) [8, 21].

На протяжении всего этого времени также целенаправленно выполнялись исследования по совершенствованию и теоретическому обоснованию перечисленных мобильных методов и разработке методических рекомендаций и приемов по их практическому применению. Вполне понятно, что за это (прошедшее) время разработанные методы были значительным образом модернизированы. В частности, в 2015 г. была существенно усовершенствована методика оценки пластовых давлений флюидов в коллекторах частотно-резонансным методом обработки и

декодирования данных ДЗЗ. Эта принципиально важная компонента прямопоисковой технологии была «дополнена» отдельным режимом работы, позволяющим оценивать пластовые давления флюидов в коллекторах в различных (в том числе и в глубинных, а также априори заданных) горизонтах разреза.

В связи с тем, что на Шебелинском ГКМ последние, усовершенствованные модификации (компоненты) технологии не апробировались, было принято решение провести дополнительные экспериментальные работы, как на площади расположения самого месторождения, так и на прилегающих к нему участках. Планировалось также по материалам работ на месторождении в различные годы подготовить статью (публикацию), в которой на конкретном практическом материале продемонстрировать, как сам процесс совершенствования прямопоисковых методов, так и те новые возможности, которые эти методы могут предоставить потенциальным пользователям при решении поисково-разведочных задач.

Однако, при проведении в феврале 2016 г. частотно-резонансной обработки данных ДЗЗ участка расположения Шебелинского ГКМ, можно сказать случайно, были обнаружены локальные специфические структурные элементы в глубинной части разреза, которые обусловили необходимость проведения дополнительных работ в пределах месторождений УВ и специфических структур в других нефтегазоносных регионах. Все это в целом предопределило совершенно другой формат и главную цель настоящей статьи. Материалы проведенных исследований позволяют сформулировать основную цель статьи как демонстрация возможностей прямопоисковых методов и технологий в решение важнейшей задачи – обоснования теории (концепции) глубинного (эндогенного) синтеза УВ в рамках процесса водородной дегазации Земли.

Ниже представлены и анализируются графические материалы частотно-резонансной обработки и декодирования спутниковых снимков восьми участков (в том числе и районах расположения известных месторождений нефти и газа) в различных регионах мира. Практически все экспериментальные работы оперативно проведены в феврале-марте 2016 г.

О глубинном (эндогенном) происхождении УВ. В многочисленных статьях и демонстрационных документах авторы постоянно отмечают, что структура и характеристические

особенности картируемых с использованием прямопоисковых методов и технологий аномальных зон (перспективных объектов) могут найти свое логическое объяснение с позиций глубинного (абиогенного) синтеза углеводородов и их последующей вертикальной миграции в верхнюю часть земной коры и в атмосферу в рамках глобального процесса дегазации Земли. Результаты многочисленных исследований по проблеме глубинного происхождения УВ можно найти в публикациях авторов [2-3, 5-6, 15, 17, 20], а также в различных документах и материалах сайта [www.deepoil.ru].

В настоящей статье мы не будем перечислять основные постулаты эндогенной концепции синтеза углеводородов. Обратим только внимание на следующее обстоятельство. Описанные ниже, а также обнаруженные и закартированные мобильными геофизическими методами в различных регионах мира многочисленные аномальные зоны типа «залежь УВ» (или же «проекции на земную поверхность контуров прогнозируемых скоплений УВ в разрезе»), позволяют нам вполне обоснованно утверждать о возможности их формирования исключительно за счет вертикальной (субвертикальной) миграции глубинных флюидов. К этому следует добавить, что структуру и характер расположения картируемых аномальных зон типа «залежь УВ» в целом можно объяснить механизмом формирования скоплений УВ, который в статьях [5, с. 582; 20, с. 5] сформулирован в следующем виде: «... Образование залежей нефти и газа происходит иначе. Поднимаясь из подкоровых слоев, абиогенно синтезированные нефть и газ по разлому и его опережающим трещинам «впрыскиваются» под колоссальным давлением мантийного очага в любую пористую и проницаемую среду, распространяясь в ней из разлома подобно грибообразному облаку. Они остаются сравнительно неподвижными, не всплывают ни в антиклинали, ни в синклинали, ни в наклонном или горизонтальном пласте, пока новые порции нефти и газа не продвинут их залежь. На это указывают эксперименты и практика строительства подземных газохранилищ в горизонтальных и наклонных водонасыщенных пластах песка или песчаника».

К сожалению, при выборе подготовленных по сейсмическим данным объектов и структур для разбуривания в большинстве случаев описанный механизм не принимается во внимание. Это обстоятельство может, в некоторой степени, влиять и на успешность бурения.

Представленные ниже результаты дополнительной практической апробации усовершенствованной методики оценки значений пластового давления в различных (в том числе и глубинных) горизонтах разреза, а также факты обнаружения и локализации вертикальных каналов миграции глубинных флюидов (УВ) можно считать дополнительными (и достаточно весомыми) аргументами в пользу глубинного происхождения нефти и газа.

О прямопоисковой технологии. Мобильная прямопоисковая технология, которая включает метод частотно-резонансной обработки и интерпретации спутниковых снимков и [8-10] и наземные геоэлектрические методы СКИП и ВЭРЗ [10, 21] активно используется при проведении экспериментальных исследований различного характера. Отдельные компоненты этой технология разработаны на принципах «вещественной» парадигмы геофизических исследований [10], сущность которой заключается в поиске конкретного (искомого в каждом отдельном случае) вещества – нефти, газа, газоконденсата, золота, железа, воды, и т.д. Отличительные особенности используемых методов описаны во многих публикациях и отчетах по выполненным исследованиям, в том числе и перечисленных в списке литературы [8-13, 21-22]. В этой статье мы более детально охарактеризуем этапы проведения поисковых работ и результаты, которые могут быть получены при этом.

Поисковые работы мобильными методами частотно-резонансной обработки данных ДЗЗ и наземными геоэлектрическими методами СКИП и ВЭРЗ могут проводиться в три основных этапа: 1) частотно-резонансный анализ спутниковых снимков крупных поисковых площадей в относительно мелком масштабе (*исследования регионального характера*); 2) детальный частотно-резонансный анализ спутниковых снимков отдельных площадок (участков) аномальных зон, выделенных на первом этапе (*детализационные работы*); 3) полевые геоэлектрические работы на наиболее перспективных локальных участках, определенных в процессе второго этапа работ (*наземные исследования*).

Региональные исследования. На данном этапе поисково-разведочных работ оценивается перспективность поисковых площадей на наличие залежей углеводородов. Исследования проводятся в следующей последовательности: 1) выделение и прослеживание по площади линейных зон тектонических нарушений (тектонически ослабленных зон); 2) регистрация аномальных откликов на

резонансных частотах газа, нефти и газоконденсата с целью обнаружения аномальных зон типа «залежь газа», «залежь нефти», «залежь газоконденсата»; 3) предварительная фиксация (локализация) контуров поисковых объектов и определение их площадей; 4) определение интервалов пластовых давлений залежей нефти и газа для каждой выделенной аномальной зоны; 5) построение карт аномальных участков в изолиниях максимальных значений пластового давления для каждой аномальной зоны.

На региональном этапе исследований частотно-резонансный анализ спутниковых снимков проводится в масштабах 1:200 000 - 1:150 000. Время обработки одного планшета (спутникового снимка на листе в формате А3) составляет примерно 2-3 дня.

Детализационные работы в пределах выделенных на первом этапе исследований наиболее перспективных участков (аномальных зон) проводятся с использованием частотно-резонансного дешифрирования спутниковых снимков. Критерием отбора перспективных участков для детализации могут быть размеры аномальных зон и наличие нескольких интервалов пластовых давлений в каждой аномальной зоне. В зависимости от размеров аномальных зон для детализации могут использоваться масштабы в интервале 1: 60000 - 1: 15000. На данном этапе проведения работ осуществляется:

1) Выделение и прослеживание тектонически ослабленных зон и тектонических нарушений, которые не обнаружены на мелкомасштабных планшетах.

2) Детализация и уточнение контуров аномальных зон, расчет их площадей и определение границ водонефтяного контакта.

3) Построение детальной карты аномальной зоны в изолиниях максимальных значений пластового давления.

4) Проведение вертикального сканирования геологического разреза в точке максимума пластового давления с целью выделения интервалов глубин залегания аномально поляризованных пластов (АПП) типа «нефть», «газ», «вода», «вода+газ», «плотные породы». По результатам сканирования осуществляется построение вертикальной колонки АПП.

5) Через точку с максимальным значением аномальной зоны прокладывается нескольких профилей, вдоль которых размещаются дополнительные точки вертикального сканирования. По

результатам сканирования в этих точках строятся колонки и вертикальные разрезы АПП для аномальной зоны.

6) Для наиболее мощных пластов АПП оценивается пластовое давление (пласт АПП считается перспективным при условии, что полученная оценка его пластового давления превышает значение гидростатического давления на этой глубине).

7) Строится карта суммарных мощностей АПП типа «залежи нефти» и «залежи газа».

8) Оцениваются объёмы коллекторов, содержащих нефть и газ.

9) Если перспективный пласт АПП прослеживается на всех точках сканирования, он может быть принят за маркирующий горизонт. В этом случае может быть построена структурная карта по глубинам залегания данного пласта.

10) По построенной структурной карте могут быть сформулированы предположения о типе ловушки УВ (антиклинальная, тектонически экранированная, литологическая ограниченная).

11) Дополнительный анализ результатов второго этапа работ позволяет определить оптимальные объёмы полевых геоэлектрических исследований. При необходимости могут быть предложены рекомендации для проведения сейсморазведочных работ по определенным профилям или в пределах всей аномальной зоны.

Детализационные исследования в контурах одной аномальной зоны занимают 4-5 дней.

Полевые работы. По результатам выполнения второго этапа исследований определяются наиболее перспективные аномальные зоны для проведения полевых измерений. Обследование выделенных участков осуществляется наземными геоэлектрическими методами СКИП и ВЭРЗ.

На этапе проведения полевых работ осуществляются следующие действия:

1) В пределах обследуемых аномальных зон выделяются и прослеживаются мелкие тектонические нарушения, которые могут разделить аномалию (аномалии) на несколько отдельных блоков.

2) Уточняются размеры каждого блока и границы водонефтяных контактов.

3) Площадь аномалии покрывается сетью точек вертикального зондирования. В каждой точке определяются и уточняются интервалы АПП типа «нефть», «газ», «газ+вода», «вода».

4) Для каждого пласта прогнозируемой углеводородной залежи определяется (оценивается) пластовое давление.

5) Проводится построение вертикальных колонок и вертикальных геолого-геофизических разрезов прогнозируемого месторождения.

6) Строятся карты суммарной мощности АПП типа «нефть» и «газ», а также мощности отдельных, наиболее перспективных нефтяных и газовых пластов.

7) Строятся структурные карты по нескольким маркирующим горизонтам.

8) Оцениваются общие потенциальные ресурсы нефти и газа.

9) Определяются точки оптимального заложения поисковых и разведочных скважин.

10) В рекомендованных точках заложения скважин проводится привязка выделенных зон АПП к литологическим разностям геологического разреза.

Время проведения полевых работ составляет 15-20 дней. Обработка результатов полевых исследований и подготовка отчетных материалов занимают 20-30 дней.

Акцентируем внимание на то, что обработка и дешифрирование спутниковых снимков поисковых участков, заимствованных из источников (сайтов) свободного доступа, оперативно проводится в лабораторных условиях, без организации и проведения полевых исследований. В связи с этим эту технологию можно считать супер-оперативной, позволяющей за очень короткое время выполнить оценку перспектив нефтегазоносности (рудоносности, водоносности) поискового участка в любой точке земного шара.

Некоторые наработки в плане теоретического обоснования применяемых методов исследований в тезисной форме сформулированы в статье [18]. На сайте [19] размещен видеофильм, в котором демонстрируются особенности проведения работ на различных этапах, а также презентация с многочисленными практическими результатами применения описанных прямопоисковых методов.

Шебелинское газоконденсатное месторождение. При проведении апробации новых и усовершенствованных методов и технологий особый интерес представляют известные месторождения и перспективные площади, на которых уже проводились исследования с

использованием более ранних модификаций поисковых методов. В этих случаях предоставляется реальная возможность для сопоставления результатов исследований в разное время, а также и разными методами. К таким объектам относится Шебелинское ГКМ [1], крупнейшее в Украине. Особенность этого объекта в том, что он достаточно хорошо изучен.

Рекогносцировочные работы методами СКИП и ВЭРЗ проведены на Шебелинском ГКМ в феврале 2008 г. Полученные результаты представлены и анализируются в [8, 21].

Апробация первой модификации технологии частотно-резонансной обработки данных ДЗЗ участка расположения Шебелинского ГКМ проведена в январе 2010 г., в самом начале ее практического применения. В целом, сопоставление полученных результатов обработки показало [8, 21], что выявленные и закартированные аномальные зоны типа «залежь УВ» удовлетворительно коррелируются с геоэлектрическими аномальными зонами, закартированными наземной съемкой методом СКИП.

Методика оценки максимальных значений пластовых давлений флюидов в коллекторах [9] на Шебелинском ГКМ не апробировалась. В связи с этим было решено провести обработку спутникового снимка участка расположения месторождения с использованием этой методики. Основная задача исследований – оценка перспектив обнаружения промышленных скоплений УВ в глубинных горизонтах разреза. Кроме того, при проведении работ планировалось также обследовать расположенные в непосредственной близости к месторождению участки с целью обнаружения и картирования перспективных на выявление промышленных скоплений УВ объектов (аномальных зон). Дополнительные экспериментальные исследования в районе месторождения проведены в феврале 2016 г.

С учетом ранее проведенных работ обработка спутникового снимка участка расположения месторождения проведена в масштабе 1:100000 (рис. 1), а также снимка более крупной площади в масштабе 1:150000 (рис. 3). В процессе проведения декодирования снимков применялась методика оценки пластовых давлений в различных горизонтах (интервалах) разреза, в том числе и в глубинных. В графическом виде часть полученных результатов представлена на рис. 1-3. Обнаруженные аномальные зоны показаны также на структурной карте месторождения (приведенной в [8, 21]), а также на спутниковых снимках обследованных участков.

Акцентируем внимание на то, что при обработке снимка участка в масштабе 1:100000 в северо-западной его части была обнаружена локальная аномальная зона с очень высоким значением пластового давления – 280 МПа (рис. 1). Ранее при проведении аналогических работ в других регионах такие значения давления на локальных участках не фиксировались. Скорее всего, из-за того, что эта зона очень маленькая по площади, а при обработке снимков в мелком масштабе такие небольшие аномалии обычно пропускаются (не фиксируются). Можно, в принципе, констатировать, что локальная зона с пластовым давлением 280 МПа в этом районе обнаружена случайно.

В сложившейся ситуации возникла необходимость в обследовании этой аномальной зоны в более крупном масштабе. Дополнительная обработка спутникового снимка этого локального участка проведена в масштабе 1:15000 (рис. 2). В результате, контуры аномальной зоны с высокими значениями пластового давления локализованы. В их пределах зарегистрированы аномальные отклики на резонансных частотах нефти, газа, конденсата, гелия, водорода и углекислого газа.

В центре локальной аномальной зоны проведено вертикальное сканирование разреза с целью оценки глубин залегания возможных скоплений нефти, газа и конденсата. В процессе проведения сканирования аномальные отклики на резонансных частотах нефти зафиксированы в интервале глубин 5640.0-6080.0 м, газа – 3100.0-13000.0 м, конденсата – 3100.0-13200.0 м. Зарегистрированные аномальные отклики на резонансных частотах газа и конденсата в таком значительном интервале глубин можно считать дополнительными (к высоким значениям пластового давления) свидетельствами в пользу наличия в пределах этого локального участка вертикального канала миграции глубинных флюидов (УВ в том числе).

В процессе проведения работ вполне естественно возник вопрос: а нет ли в пределах месторождения аналогичных зон в других его частях. В связи с этим дополнительный анализ спутникового снимка был проведен в пределах локальной аномалии с повышенным значением давления, расположенной в юго-восточной части Шебелинской структуры (рис. 1). В ее контурах на небольшом участке зафиксированы аномальные отклики на резонансных частотах гелия. По площади, аномалия в этой части участка еще меньше таковой, обнаруженной в северо-западной части. В центре этой локальной зоны максимальное значение пластового давления оценено в 272 МПа (рис. 1, 3).

В принципе, целенаправленный поиск и обнаружение второго вертикального канала миграции глубинных флюидов позволяет констатировать о разработке методических приемов (принципов, подходов) для выявления и локализации таких структурных элементов разреза. В дальнейшем эти методические приемы успешно применялись с целью поисков вертикальных каналов миграции глубинных флюидов в контурах аномальных зон в других регионах мира.

Результаты обработки более крупной площади в масштабе 1:150000 представлены на рис. 3. Общая площадь обследованного участка в районе Шебелинского ГКМ – 2220 км². Площадь крупной аномальной зоны, закартированной над Шебелинской структурой (месторождением), равна 224.5 км². В пределах участка дополнительно обнаружено и закартировано семь отдельных аномальных зон общей площадью 259.9 км². По отношению к опосредованной площади все аномальные зоны (в том числе и над месторождением) составляют $484,4/2220=21.82\%$. Дополнительно, по представленным на рис. 1 и 3 материалам можно сформулировать вкратце следующие выводы.

1. Над месторождением непосредственно закартирована крупная аномальная зона типа «газ». Практически в ее центре оценки пластовых давлений зафиксированы в интервале 20.4-25.8 МПа.

2. В юго-восточной части месторождения обнаружены две локальные аномальные зоны типа «нефть и газ», в пределах которых при оценке пластовых давлений аномальные отклики зафиксированы в двух горизонтах разреза.

3. В северо-западной части обследованной площади обнаружена аномальная зона типа «нефть и газ» с очень высокими значениями пластового давления – 280 МПа. В юго-восточной части месторождения обнаружена вторая локальная зона с пластовым давлением 272 МПа. Такие значения оценок давления зафиксированы впервые! Эти локальные аномальные зоны можно считать вертикальными каналами миграции глубинных (абиогенных) флюидов (углеводородов) в верхнюю часть разреза. Возможные пути миграции газа из вертикальных глубинных каналов в сторону Шебелинской структуры показаны на рис. 3.

4. К северу от месторождения обнаружены и закартированы четыре аномальные зоны типа «нефть и газ» с оценками пластовых давлений в двух интервалах разреза (рис. 3). Аномальная зона типа «газ» в северо-восточной части оконтурена полностью. В юго-западной части обследованной

площади обнаружена относительно крупная аномальная зона типа «Газ» с оценками пластового давления в одном интервале глубин.

Целесообразно также отметить, что в статье [14] обсуждается возможность формирования Шебелинского месторождения с позиций абиогенного происхождения углеводородов в рамках геосолитонной концепции их образования [3, 15]. Это обстоятельство предопределило выбор следующего объекта обследования – структуру геосолитонного (вихревого) типа.

Полутынская площадь в Западной Сибири. После начала практического применения методики оценки относительных и максимальных значений пластовых давлений авторы стали обращать внимание на близкую к изометричной структуру выделяемых аномалий типа «залежь УВ». В связи с этим стало понятно, что геосолитонный механизм нефтегазообразования [3] может в определенной степени объяснить форму (структуру) картируемых аномалий этого типа.

Для изучения характера расположения «геосолитонных трубок» (структур «вихревого» типа) по отношению к месторождениям УВ в ноябре 2011 г. проведена обработка спутникового снимка в рекогносцировочном масштабе 1:200000 района расположения Иусского и Котлынинского месторождений, а также Полутынской площади, в пределах которой такого типа объект выделен по сейсмическим данным [15]. В результате на обследованной площади обнаружены аномалии типа «залежь УВ» над месторождениями непосредственно. В районе расположения самой «трубки» зафиксирована аномалия типа «залежь газа» с невысокими значениями пластового давления газа. Полученные результаты, в целом, позволили сформировать представление о возможном характере формирования месторождений УВ в зонах вертикальной миграции флюидов [15].

В феврале 2016 г. спутниковый снимок локального участка расположения «вихревой» структуры непосредственно был обработан в крупном детализационном масштабе 1:15000 (рис. 4). В результате, в центре этой структуры обнаружена небольшая локальная зона (по аномальным откликам на резонансных частотах гелия) с достаточно высокими (относительно всей структуры) значениями пластового давления – 42.5 МПа. Дополнительно, вокруг этой локальной аномалии выделены концентрические зоны распределения положительных и отрицательных зарядов, что также свидетельствует в пользу «вихревого» принципа (характера) формирования этой структуры.

Авторы [3] в своих публикациях неоднократно упоминали, что попадание скважин в такие вертикальные каналы («геосолитонные трубы») может приводить, с одной стороны, к «ураганным» притокам УВ в скважинах. С другой стороны, это также может быть причиной возникновения аварийных ситуаций на скважинах. Это обстоятельство обусловило следующий объект исследований.

Район аварийной скважины в Мексиканском заливе. Так как вертикальные зоны миграции флюидов с очень высокими значениями пластового давления могут создавать аварийные ситуации при бурении скважин в их пределах, то авторы предприняли попытку обнаружить такую зону на участке расположения аварийной скважины в Мексиканском заливе.

Частотно-резонансная обработка спутникового снимка участка расположения аварийной скважины в Мексиканском заливе выполнена в июне 2010 г. в мелком рекогносцировочном масштабе 1:250000 [22]. На тот момент в процессе проведения обработки в пределах обнаруженных аномалий определялись только относительные значения пластового давления. На участке расположения скважины оно оценено, как максимальное [22].

С целью обнаружения возможных вертикальных каналов миграции флюидов дополнительные исследования в районе аварийной скважины проведены в марте 2016 г. Для частотно-резонансной обработки был подготовлен спутниковый снимок участка расположения скважины в относительно крупном, детализационном масштабе – 1:50000. Положение скважины на снимке было уточнено по данным из различных сайтов Интернета.

Основная цель дополнительной обработки – обнаружение и оконтуривание небольших локальных зон с очень высокими значениями пластового давления. И такой локальный участок удалось зафиксировать по аномальным откликам на резонансных частотах гелия (рис. 5). Максимальные значения пластового давления в пределах этой локальной зоны оценены в 165 МПа.

Полученные результаты позволяют высказать предположение, что аварийная ситуация на буровой платформе в 2010 г. могла быть вызвана (спровоцирована) срабатыванием импульса поступления (закачки) флюидов (УВ) в обнаруженную залежь (залежи) по выделенному вертикальному каналу.

Район месторождения Зоhr в Средиземном море. Факт обнаружения канала вертикальной миграции глубинных флюидов (локального участка с очень высокими значениями пластового давления) в районе аварийной скважины в Мексиканском заливе вполне закономерно поставил перед авторами вопрос о существовании аналогичных каналов в контурах аномальных зон в других регионах, а также о возможности их обнаружения и локализации. Для ответа на эти вопросы потребовались дополнительные экспериментальные исследования.

Для проведения таких экспериментов авторы остановили свой выбор на Средиземном море, где в пределах локальных участков Блока 9 (SHOROUK, шельф Египта) и Блока 11 (шельф Кипра) в 2015 г. были обнаружены и закартированы три аномальные зоны типа «Oil&Gas», в том числе и над структурой (месторождением) Zohr [12]. Проведение дополнительных исследований в этом регионе было обусловлено также следующими обстоятельствами.

1. Результаты ранее проведенных работ, представленных на сайте www.researchgate.net и в статье [12], не получили должного внимания (реакции) от менеджеров и специалистов нефтяных и сервисных компаний, которые принимают участие в проведении поисковых работ и бурения в этом регионе.

2. Обработка спутникового снимка участка расположения месторождения Zohr [12] выполнена в мелком (рекогносцировочном) масштабе – 1:150000. Целесообразно на конкретных материалах этого района продемонстрировать потенциальные возможности мобильной технологии обработки спутниковых снимков в крупном (детализационном) масштабе.

3. Обнаруженная в пределах шельфа Кипра аномальная зона Oil&Gas-3 полностью не околтурена.

4. В пределах блока SHOROUK пробурена сухая скважина Kg 70-1 (6014 м). Более того, ранее в глубоководной части Средиземного моря (в пределах лицензионного блока NEMED, включающего и блок SHOROUK) пробурено 9 сухих скважин. Традиционно, скважины закладываются в центральных частях обнаруженных сейсмическими исследованиями структур.

С учетом отмеченного, для дополнительных исследований в этом регионе были приняты два локальных участка – районы расположения аномальной зоны Oil&Gas-3 на шельфе Кипра [12] и пробуренной глубокой скважины Kg 70-1 в пределах блока SHOROUK [12]. Основная задача

проведения дополнительной обработки спутниковых снимков этих участков состояла в обнаружении локальных каналов вертикальной миграции глубинных флюидов (углеводородов) в их пределах. Дополнительно на участке расположения аномальной зоны Oil&Gas-3 планировалось проследить ее простираемость в северном направлении, а также уточнить контуры аномалии. Добавим также, что на участке пробуренной скважины предполагалось на начальном этапе работ обнаружить аномальную зону типа Oil&Gas (или несколько таких зон).

Спутниковые снимки указанных участков обработаны частотно-резонансным методом в самом мелком детализационном масштабе 1:50000. Результаты исследований представлены на рис. 6 и 7.

Аномальная зона Oil&Gas-3 (рис. 6). Площадь обследованного участка моря – 230 км². Аномальная зона Oil&Gas-3 оконтурена с севера. Ее площадь по изолинии 0 МПа составляет 46 км², а по изолинии 60 МПа – 10.5 км². По отношению к площади обследованного участка площадь закартированной аномалии составляет $46/230=20\%$.

Целесообразно отметить, что площадь полностью прослеженной и оконтуренной аномальной зоны существенным образом не изменилась. Это связано также и с тем, что при увеличении масштаба обработки повышается точность определения контуров аномалий.

В пределах этой аномальной зоны целенаправленно проводились поиски канала вертикальной миграции глубинных флюидов. И такой канал был обнаружен практически в центральной части аномальной зоны. Оценка максимальных значений пластового давления в пределах этой небольшой локальной зоны составила 141 МПа.

Участок расположения пробуренной скважины Kd 70-1 (рис. 7). Площадь обследованного морского участка – 258 км². В районе пробуренной скважины, расположенной практически в центре участка, аномальные отклики на резонансных частотах газа и нефти не зафиксированы. Однако примерно в 1.5 км к востоку от скважины обнаружена и практически полностью закартирована относительно крупная аномальная зона Oil&Gas-1 изометрической формы. Площадь этой аномалии по изолинии 0 МПа составляет 25.5 км², а по изолинии 60 МПа – 13.3 км². В ее пределах установлены четыре интервала пластовых давлений, а также обнаружен небольшой локальный канал вертикальной миграции глубинных флюидов. В контуре этого канала максимальные значения пластового давления флюидов оценены в 141 МПа.

Кроме того в правом нижнем углу участка обнаружена еще одна аномальная зона Oil&Gas-2, которая полностью не оконтурена в юго-восточном направлении. Две другие небольшие аномальные зоны Gas-1 и Gas-2 выявлены в западной части обследованного участка. В их пределах установлены невысокие значения пластового давления в одном интервале.

Площадь всех аномальных зон по изолинии 0 МПа равна 33.5 МПа. По отношению к площади всего участка это составляет $33.5/258=12.98\%$.

В целом, в пределах двух оперативно обследованных участков в восточной глубоководной части Средиземного моря обнаружены и закартированы две относительно крупные аномальные зоны, перспективные на обнаружение промышленных скоплений нефти и газа. В контурах зафиксированных аномальных достаточно уверенно зафиксированы небольшие по размерам локальные зоны с очень высокими значениями пластового давления флюидов – 141 МПа. Можно достаточно обоснованно констатировать, что эти локальные участки являются зонами вертикальной миграции глубинных (эндогенных) флюидов.

Мачухское газовое месторождение в ДДВ. Месторождение расположено в Полтавской обл., в 8 км от г. Полтава. В тектоническом отношении оно находится в южной прибортовой зоне ДДВ [1]. Интерес авторов к этому месторождению обусловлен информацией в [1] об очень высоких значениях пластового давления, установленных в одной из скважин: в турнейских отложениях на глубине 5209 м установлена зона АВПД с давлением 94.9 МПа. В связи с этим было принято решение попытаться обнаружить зоны вертикальной миграции в пределах этого месторождения.

Необходимо отметить, что в январе 2012 г. была проведена частотно-резонансная обработка спутникового снимка в масштабе 1:100000 относительно крупной поисковой площади северо-восточнее г. Полтава (ДДВ, Украина). В пределы обследованной площади попали известные месторождения УВ: Селюховское; Макарецкое; Абазовское; Мачухское. Отдельный участок в центре этой площади обработан в крупном (детализационном) масштабе 1:35000. В результате, на участке расположения Мачухского газового месторождения обнаружено две аномальные зоны типа «газ» с максимальными значениями пластового давления 50.0 и 48.0 МПа.

В марте 2016 г. при проведении экспериментальных исследований с целью поисков вертикальных каналов миграции флюидов спутниковый снимок участка расположения Мачухского месторождения был обработан в очень крупном масштабе – 1:10000 (рис. 8). Материалы работ 2012 г. использовались при проведении обработки. В пределах обследованной площади обнаружено и закартировано три аномальные зоны типа «газ» – одна относительно крупная и две небольшие (рис. 8). Пластовое давление в пределах крупной аномальной зоны оценено в интервале 50.0-50.4 МПа.

Поиски вертикальных каналов миграции глубинных флюидов проводились в дальнейшем в контурах крупной аномальной зоны. В результате, в пределах этой аномалии обнаружены две небольшие локальные зоны с относительно высокими значениями пластового давления – 95.0 и 110.0 МПа (рис. 8). Эти локальные зоны можно считать каналами вертикальной миграции глубинных флюидов (УВ в том числе).

Район бурения глубокой скважины Предречицкая-1 в Припятском прогибе. Для демонстрации потенциальных возможностей прямопоисковой технологии авторы неоднократно проводили мониторинговые исследования в пределах участков бурения поисковых скважин. Мониторинговыми их следует называть потому, что такого рода исследования проводились на одной поисковой площадке несколько раз. В частности, такой мониторинг осуществлялся за бурением двух скважин на газ в плотных песчаниках в ДДВ компанией Шелл. Результаты этих исследований (а также некоторых других) представлены в [11].

Проведены такого же рода исследования и на площадке бурения глубокой скважины Предречицкая-1 в Припятском прогибе. Эта скважина пробурена с целью поиска залежей углеводородов в отложениях межсолевого комплекса и оценки перспектив нефтегазоносности подсолевого и верхнепротерозойского комплексов в пределах Предречицкой межсолевой ловушки.

Фактическая глубина пробуренной скважины Предречицкая-1 равна 6755 м (проектная – 6680 м). Запланированная продолжительность ее бурения составляла 527 суток, однако на бурение ушел 901 день. Проектная стоимость бурения равна \$27,5 млн. Можно предположить, что с увеличением продолжительности бурения реальные затраты на его проведение оказались значительно выше.

Исследования на площадке бурения скважины (частотно-резонансная обработка спутниковых снимков) проводилась в три этапа – в октябре 2013 г., июле 2015 г. и в марте 2016 г.

На первом этапе работ разные по площади участки расположения скважины были обработаны в масштабах 1:20000 и 1:30000. В районе ее расположения закартирована аномальная зона типа «газ+конденсат» с максимальным значением пластового давления в 58.0 МПа. Сама скважина попала в контур изолинии 55 МПа. Это позволило авторам сделать вывод о высокой вероятности получения коммерческих притоков УВ после завершения ее бурения [13].

Однако промышленные притоки УВ в скважине не были получены после завершения ее бурения. В связи с этим в июле 2015 г. на этом же участке были проведены дополнительные исследования с целью установления причин ошибочного прогноза.

Практический опыт применения технологии частотно-резонансной обработки и декодирования данных ДЗЗ на многочисленных примерах показал, что с увеличением масштаба обработки спутниковых снимков площади картируемых аномалий типа «залежь УВ» могут уменьшаться (в некоторых случаях и значительно), или же отдельные крупные аномальные зоны могут «распадаться» на несколько мелких. Такое уменьшение становится особенно заметным, если прогнозируемые или установленные бурением залежи УВ расположены на больших глубинах. В этих случаях они идентифицируются относительно высокими значениями пластового давления в коллекторах.

С учетом этого в июле 2015 г. проведена обработка спутникового снимка участка расположения закартированной аномалии в масштабе 1:20000 в более крупном – 1:10000. Полученные результаты показали, что: 1) площадь аномальной зоны существенно уменьшилась (как и во многих других случаях); 2) площадка бурения скважины и проектная точка вскрытия целевого горизонта оказались на краю аномальной зоны, в области невысоких значений пластового давления флюидов в коллекторах; 3) в «центральной» части аномальной зоны (наиболее оптимальной для заложения скважины) зафиксированы максимальные значения пластового давления – 58 МПа.

В марте 2016 г. было принято решение «поискать» зоны вертикальной миграции в пределах обнаруженной аномальной зоны в районе скважины Предречицкая-1. Для этого была дополнительно проведена частотно-резонансная обработка спутникового снимка участка расположения скважины в масштабе 1:10000 (рис. 9). В результате целенаправленной работы в пределах закартированной

аномалии обнаружено небольшую локальную зону с относительно высокими значениями пластового давления – 118.0 МПа. Эту локальную зону также можно считать каналом вертикальной миграции глубинных флюидов (УВ в том числе).

Результаты проведенных исследований мониторингового характера на участке бурения глубокой скважины Предречицкая-1 в Припятском прогибе позволяют констатировать следующее.

1. По данным обработки спутниковых снимков делать категорические прогнозы (близкие к 100%) о перспективах получения притоков УВ (и, тем более, коммерческих) из пробуренных скважин нецелесообразно.

2. Такие прогнозы могут быть сделаны (и то с невысокими значениями вероятности) в тех случаях, когда площадка бурения попадает в зону расположения «центральной» части аномалии.

3. Точки заложения скважин целесообразно выбирать с учетом результатов детальных геоэлектрических исследований методами СКИП и ВЭРЗ! К этому добавим, что в случаях нахождения целевых горизонтов на больших глубинах наземные исследования с использованием методов СКИП и ВЭРЗ должны быть супер-детальными (!) и, даже возможно, с оценкой прогнозируемых ресурсов УВ в целевых горизонтах.

Нефтяное месторождение Тенгиз (Республика Казахстан). В 1985 г. на месторождении Тенгиз произошла крупная авария при бурении разведочной скважины № 37 – с глубины 4467 м произошел выброс нефти и газа в атмосферу и через несколько часов открытый фонтан загорелся. В результате аварии из земли вырвался столб огня, высотой 300 м и шириной 50 м. Температура вокруг скважины доходила до 1500°C. Огонь тушили 398 суток - с 23 июня 1985 г. по 27 июля 1986 г.

В районе расположения месторождения Тенгиз экспериментальные исследования проводились авторами ранее. Однако частотно-резонансная обработка снимка площади выполнялась в относительно мелком масштабе, результаты декодирования в масштабе 1:100000 представлены в [13].

В связи с произошедшей аварией на скважине № 37 планировалось также обработать спутниковый снимок площади в более крупном масштабе с целью оценки значений пластовых давлений на этом участке. Однако из-за отсутствия координат скважины такая работа не проведена.

Выше уже отмечалось, что в 2016 г. апробирована методика обнаружения участков с высокими значениями пластовых давлений – вертикальных каналов. Процесс выявления таких зон существенным образом ускоряется, если на первом этапе работ провести поиск аномальных зон на резонансных частотах гелия. Эта методика была использована и на месторождении Тенгиз. Для обследования в этом регионе был выбран участок (фрагмент) месторождения, спутниковый снимок которого поместился на лист формата А3 в масштабе 1:50000 (рис. 10). В результате частотно-резонансной обработки снимка на краю закартированной аномальной зоны (в восточной части) обнаружена аномалия на резонансных частотах гелия. В ее пределах оценка значений пластового давления составила 113.0 МПа. С учетом представленных выше материалов есть основания считать этот локальный участок вертикальным каналом миграции глубинных флюидов.

Еще раз обратим внимание на то, что координаты аварийной скважины № 37 на момент обработки снимка не были известны исполнителям. Если же скважина № 37 расположена в другой части месторождения, то в ее окрестностях могут быть проведены поиски вертикальных каналов миграции флюидов посредством обработки спутникового снимка в более крупном масштабе.

Краткие выводы, комментарии и обсуждение результатов. Оценивая в целом результаты проведенных экспериментальных исследований в пределах восьми участков в различных регионах мира можно констатировать, что, с одной стороны, они оказались для авторов несколько неожиданными и в то же время в определенной степени прогнозируемыми, с другой. К изложенному выше в тезисной форме можно добавить следующее.

1. Принципиальное значение представляют факты обнаружения и локализации в пределах всех восьми обследованных участков вертикальных каналов миграции глубинных флюидов (УВ) – локальных участков с очень высокими значениями пластового давления. Всего обнаружено десять таких каналов. Не исключено, что при проведении детализационных исследований в пределах обследованных участков могут быть обнаружены также и другие вертикальные каналы.

2. Можно также утверждать, что в процессе проведения исследований сформулированы в первом приближении методические принципы целенаправленного обнаружения и локализации вертикальных каналов миграции флюидов. Основной элемент этой методики – регистрация

аномальных откликов на резонансных частотах гелия на начальном этапе поисков. В дальнейшем, в пределах аномальных зон типа «гелий» проводится оценивание максимальных значений пластового давления. Этот методический подход опробован на всех восьми обследованных участках.

3. Обратим внимание на то, что в пределах первого вертикального канала на Шебелинском ГКМ зафиксированы аномальные отклики на резонансных частотах нефти, газа, газоконденсата, гелия, водорода и углекислого газа.

Авторы [3] в одной из своих статей отмечают, что на Полутынской площади (рис. 4) по данным литолого-геохимических исследований содержание метана в районе осевой части трубки превышает фоновые значения в 70 раз, гелия – в 40 раз, водорода – в 39 раз. Совместное высокое процентное содержание гелия, водорода и метана однозначно указывает на глубинное происхождение этого простейшего углеводорода, который в более высоких геологических интервалах разреза преобразуется в другие углеводородные соединения нефтяного ряда.

Результаты частотно-резонансной обработки спутникового снимка специфического объекта на Полутынской площади в крупном масштабе (рис. 4) подтвердили как «вихревой» характер этой структуры, так и наличие в ее пределах вертикального канала миграции глубинных флюидов – «геосолитонной трубки» по представлениям авторов [3].

К этому добавим, что вертикальный канал миграции глубинных флюидов обнаружен и зафиксирован на резонансных частотах гелия. В принципе, такие каналы могут также быть обнаружены при регистрации аномальных откликов и на резонансных частотах водорода. Однако из-за специфических физических свойств водорода его резонансные частоты достаточно уверенно на данный момент не определены.

4. На прилегающих к Шебелинскому ГКМ участках дополнительно обнаружено и закартировано семь отдельных аномальных зон (рис. 3) общей площадью 259.9 км², большей чем у аномальной зоны над самим месторождением. По отношению к обследованной площади в этом районе площади всех аномальных зон (в том числе и над месторождением) составляют примерно 21.82%. Обнаруженные аномальные зоны заслуживают детального изучения и разбуривания.

5. В районе аварийной скважины в Мексиканском заливе вполне прогнозируемо обнаружен самый крупный по площади вертикальный канал миграции флюидов с высокими значениями

пластового давления – 165.0 МПа (рис. 5). Эти новые материалы еще больше повышают вероятность инициирования аварийной ситуации на буровой платформе срабатыванием импульса закачки флюидов по каналу (аналогично выбросам грязевых вулканов или сипов).

И еще на одно обстоятельство обратим внимание. Спутниковый снимок этого участка обработан в масштабе 1:50000 (рис. 5). В таком же масштабе обработаны также снимки двух участков в Средиземном море (рис. 6 и 7), а также в районе месторождения Тенгиз (рис. 10). Сопоставление рис. 5, 6, 7 и 10 показывает, что аномальная зона в Мексиканском заливе по площади значительно больше аномалий на других участках – изолиния 40 МПа на рис. 5 не поместилась.

Это сопоставление может свидетельствовать о достаточно крупном месторождении в этом районе. А если учесть, что оно еще может пополняться по обнаруженному вертикальному каналу, то прогнозируемые ресурсы нефти на месторождении могут быть громадными.

6. Обнаруженная ранее [12] в территориальных водах Кипра аномальная зона Oil&Gas полностью оконтурена (рис. 6). В результате целенаправленной обработки спутникового снимка в более крупном масштабе – 1:50000 – в ее пределах обнаружена локальная зона вертикальной миграции флюидов (УВ), оценки пластового давления в пределах которой составили 141.0 МПа. По площади эта зона существенно меньше аналогичной зоны в районе аварийной скважины в Мексиканском заливе (рис. 5).

7. Вполне прогнозируемые материалы получены по результатам обработки спутникового снимка локального участка в районе пробуренной скважины Kg 70-1 (рис. 7). Отметим, что в пределах крупного блока NEMED в глубоководной части Средиземного моря пробурено 9 скважин, в которых промышленные притоки УВ не получены. Скважина Zohr 1X NFW [12] является десятой в этом блоке и первой продуктивной. Традиционно, в подавляющем большинстве случаев скважины закладываются по результатам сейсмических исследований в центральных частях обнаруженных и закартированных антиклинальных структур. В своих публикациях авторы неоднократно ссылались на статью [4], в которой показано, что структурный (антиклинальный) принцип заложения скважин не оправдал себя в Западной Сибири. Следуя за [4] мы видим, что он не оправдывает себя и в Средиземном море (только десятая скважина в глубоководной части оказалась продуктивной).

Результаты обработки спутникового снимка участка расположения скважины (рис. 7) еще раз демонстрируют, что перспективные на обнаружение промышленных скоплений УВ объекты (аномальные зоны) могут располагаться не в центре обнаруженных структур.

Другая принципиально важная особенность результатов обработки снимка на этой площади – получены оценки значений пластового давления флюидов в четырех интервалах разреза.

И, напоследок, в контурах закартированной аномалии снова обнаружена локальная зона вертикальной миграции флюидов, в пределах которой пластовое давление оценено в 141.0 МПа.

8. Полученные экспериментальные результаты (в том числе и на двух участках в Средиземном море) позволяют предположить, что такие же локальные зоны вертикальной миграции флюидов могут быть также обнаружены и в контурах аномальных зон Oil&Gas-1 (месторождение Zohr) и Oil&Gas-2 в пределах блока SHOROUK на шельфе Египта [12] при частотно-резонансной обработке спутниковых снимков участков расположения этих аномалий в более крупном масштабе.

9. Выше мы упоминали о 9-ти пробуренных скважин в пределах блока NEMED. Обработка спутниковых снимков участков расположения 8-ми других скважин (аналогичная проведенной в районе расположения скважины Kg 70-1 (рис. 7)) позволит оперативно обнаружить и другие объекты (аномальные зоны), перспективные промышленные скопления УВ. При этом нет необходимости в проведении дополнительных исследований в пределах аномальных зон, которые могут быть обнаружены. Для заложения уже пробуренных скважин такие исследования проведены ранее.

10. Обнаруженные в Средиземном море два вертикальных канала миграции флюидов небольшие по площади. А, следовательно, вероятность попадания скважины в такой канал достаточно низкая. Тем не менее, учитывая, что в этом регионе Средиземного моря уже открыто достаточно много месторождений УВ, а также в значительных объемах проводятся поисковые работы и разведочное бурение, то все-таки лучше такие зоны выявлять и оконтуривать при проведении поисково-разведочных работ. Это позволит еще более существенно снизить вероятность возникновения аварийных ситуаций. И к тому же заложение скважин на безопасном расстоянии от вертикальных каналов позволит получать в них большие притоки УВ.

11. Проведенные экспериментальные исследования на небольших участках в глубоководной части Восточного Средиземноморья подтверждают, в принципе, высокий нефтегазовый потенциал

этого региона. Об этом свидетельствуют также многочисленные подводные вулканы и сипы, обнаруженные и закартированные детальными геофизическими исследованиями с борта судна. Применение мобильных прямопоисковых технологий и методов предоставляет реальную возможность оперативно, в сжатые сроки перспективные для детального изучения и разбуривания объекты (аномальные зоны) обнаружить.

12. На Мачухском газовом месторождении высокие значения пластового давления были зафиксированы в одной из скважин [1]. В результате обработки спутникового снимка этого месторождения в пределах закартированной аномальной зоны типа «газ» выявлено и локализовано два вертикальных канала миграции глубинных флюидов (рис. 8). В этой ситуации можно констатировать, что наличие участков с высокими значениями давления подтверждено бурением.

13. Достаточно прогнозируемо обнаружен также локальный канал миграции флюидов и на участке бурения глубокой скважины Предречицкая-1 в Припятском прогибе (рис. 9). Огромные затраты времени и материальных ресурсов на бурение этой скважины не привели к положительному результату – получению промышленных притоков УВ. Вполне понятно, что эта скважина также закладывалась по материалам сейсмических исследований. И снова, как и во многих других случаях, наиболее перспективный по данным прямопоискового метода объект оказался несколько в стороне от места заложения скважины. Но в этом ничего удивительного для авторов нет, если снова вспомнить статью [4], ссылки на которую приводились неоднократно.

14. Обратим внимание на следующее обстоятельство. Спутниковые снимки участков расположения Мачухского месторождения (рис. 8) и глубокой скважины Предречицкая-1 (рис. 9) обработаны в одном и том же, достаточно крупном масштабе 1:10000. На обследованных участках обнаружены аномальные зоны очень близкие по размерам (по площади). Только зафиксированные максимальные значения пластового давления выше в контурах Предречицкой аномалии. Учитывая такое «подобие» обнаруженных аномальных зон на двух площадях (участках) можно сделать вывод, что и в пределах Предречицкой аномалии могут быть получены промышленные притоки УВ. Необходимо только скважину расположить с учетом материалов прямопоисковых методов.

15. В процессе работы над статьей авторы получили информацию о приблизительном местонахождении аварийной скважины № 37 в районе месторождения Тенгиз. Она оказалась за

пределами аномальной зоны, показанной на рис. 10. В связи с этим была дополнительно проведена обработка более крупного участка в этом районе в масштабе 1:100000. В результате на обследованной площади обнаружено еще три аномальные зоны “Oil&Gas-2”, “Oil&Gas-3” и “Oil&Gas-4” с максимальными значениями пластового давления 74.5, 75.0 и 73.0 МПа соответственно. Аномальные зоны “Oil&Gas-2” и “Oil&Gas-4” полностью не оконтурены с юга.

Скважина № 37 попала в аномальную зону “Oil&Gas-2”. Рядом с ней в этой зоне обнаружен и локализован вертикальный канал миграции флюидов, максимальное значение пластового давления в пределах которого составило 105.0 МПа. Третий вертикальный канал с пластовым давлением 93.0 МПа обнаружен в контурах аномальной зоны “Oil&Gas-3”.

К этому добавим, что в Каспийском море также обнаружена относительно крупная аномальная зона “Oil&Gas-5” с пластовым давлением 71.5 МПа и еще две небольшие аномалии с невысокими давлениями порядка 35.0 МПа.

16. Факты обнаружения вертикальных каналов миграции глубинных флюидов позволяют также более обосновано говорить о реальности процесса пополнения разрабатываемых месторождений нефти и газа. В связи с этим заслуживают внимания интервью специалистов, представленных в электронных документах на сайтах [7, 16], в которых достаточно обоснованно с позиций масштабной водородной дегазации Земли аргументируются процессы восстановления ресурсов нефти и газа.

В этих же интервью [7, 16] обращается также внимание на назревшую необходимость использования в качестве топлива водорода, находящегося в составе Земли. За счет водорода запасы нефти и газа продолжают восстанавливаться. Многочисленные факты масштабной водородной дегазации Земли приводятся в статьях этих авторов.

И принципиальный момент – **мобильная технология частотно-резонансной обработки и декодирования данных ДЗЗ может успешно использоваться для оперативного обнаружения и картирования возможных скоплений (крупных) водорода на участках (площадях) интенсивной водородной дегазации.**

17. У авторов есть достаточные основания считать, что обнаруженные вертикальные каналы миграции глубинных флюидов являются, по сути, «геосолитонными трубками» в геосолитонной концепции образования УВ [3, 15]. Авторы этой концепции утверждают, что только результаты

высокоразрешающей 3D-сейсморазведки могут гарантировать успешное попадание разведочных и эксплуатационных скважин в малоразмерные залежи УВ, которые контролируются отдельными вертикальными каналами («трубками»).

Приведенные выше материалы показывают, что для обнаружения таких локальных малоразмерных объектов могут также успешно применяться мобильные прямопоисковые методы, в том числе и технология частотно-резонансной обработки и декодирования спутниковых снимков. Более того, практическое применение на начальных этапах поисковых работ мобильных геофизических методов предоставляет реальную возможность для ускорения и оптимизации геологоразведочного процесса на нефть и газ.

В этой ситуации применение высокоразрешающей 3D-сейсморазведки на втором этапе поисковых работ (после обнаружения и картирования аномальных зон типа «залежь УВ») позволяет:

- а) существенно сократить площади проведения сейсморазведочных работ, а, следовательно, и сроки опоискования конкретных площадей и участков;
- б) в пределах закартированных аномальных зон проводить только 3Д-сейсмические работы повышенной детальности;
- в) детально изучить малоразмерные и слабоконтрастные объекты, которые являются основными для пополнения (увеличения) запасов УВ;
- г) сформировать по данным высокоразрешающей 3Д-сейсморазведки детальную модель участка, на базе которой может быть построена оптимальная модель разработки как отдельных залежей нефти и газа, так и всего месторождения в целом.

Заключение. Оперативно проведенные в начале 2016 г. исследования на восьми площадях (участках), расположенных в различных регионах земного шара, позволили получить значительный объем дополнительной и независимой информации как о перспективах нефтегазоносности обследованных участков, так и о методических особенностях практического применения использованной мобильной прямопоисковой технологии для решения конкретных поисковых задач. Такой объем исследований провести за такое короткое время (в течении двух месяцев) позволяет только супер-мобильная и супер-оперативная технология частотно-резонансной обработки и декодирования данных ДЗЗ. Приведенные выше результаты экспериментов в очередной раз наглядно демонстрируют целесообразность применения этой технологии в поисковом геологоразведочном

процессе. Более активное и целенаправленное использование различных компонент технологии при решении конкретных практических задач позволит существенным образом ускорить, оптимизировать и удешевить геологоразведочный процесс поисков и разведки промышленных (коммерческих) скоплений нефти и газа в коллекторах традиционного и нетрадиционного типа. В период резкого падения цен на нефть в мире эта проблема является исключительно актуальной.

Апробация усовершенствованных методик и методических приемов обработки и интерпретации (декодирования) данных ДЗЗ на месторождениях и перспективных объектах в различных регионах (на суше и на море), а также полученные результаты предоставляют дополнительные факты (аргументы) для понимания генезиса нефти и газа и природы формирования их промышленных скоплений. Так, многочисленные данные о наличии в пределах обследованных участков аномальных зон с несколькими интервалами пластовых давлений, а также вертикальных каналов миграции глубинных флюидов можно считать весомыми аргументами в пользу эндогенного (глубинного) происхождения УВ.

Авторы «геосолитонной» концепции образования УВ [3, 15] в своих публикациях неоднократно акцентировали внимание на то, что попадание скважин в вертикальные каналы миграции флюидов («геосолитонные трубки») может приводить, с одной стороны, к «ураганным» притокам УВ в скважинах. С другой стороны, это также может инициировать и аварийные ситуации на скважинах с тяжелыми экологическими последствиями. Аварийные ситуации на скважине № 37 месторождения Тенгиз в 1985 г., а также в Мексиканском заливе в 2010 г. вполне могли быть спровоцированы при срабатывании импульсов закачки флюидов (УВ) в залежи по вертикальным каналам, обнаруженным рядом с этими скважинами. **В связи с отмеченным, проблема обнаружения и локализации небольших участков вертикальной миграции флюидов (зон с аномально высокими значениями пластового давления флюидов) заслуживает внимания при проведении поисково-разведочных работ на нефть и газ.**

Результаты многочисленных экспериментальных исследований в различных регионах свидетельствуют, что применение мобильных и оперативных методов «прямых» поисков скоплений УВ в районах распространения нетрадиционных и нетрадиционных коллекторов будет способствовать значительному повышению коэффициента успешности бурения (увеличению

количества скважин с коммерческими притоками УВ). Заложение скважин на участках расположения вертикальных каналов миграции флюидов может приводить к повышению притоков УВ.

Апробированная прямопоисковая технология частотно-резонансной обработки данных ДЗЗ рекомендуется для использования с целью предварительной оценки перспектив нефтегазоносности крупных по площади (удаленных и труднодоступных) слабоизученных территорий. Применение этой технологии может принести значительный эффект при поисках промышленных скоплений УВ в нетрадиционных коллекторах (в том числе в районах распространения сланцев, пород баженовской свиты, угленосных формаций, кристаллических пород). Мобильную технологию можно успешно использовать при исследованиях слабоизученных участков и блоков в пределах известных нефте- и газоносных бассейнов.

1. *Атлас родовищ нафти і газу України (Східний нафтогазоносний регіон).* – Львів: Центр Європи, 1999. – Т. 3. – 484 с.

2. *Багдасарова М.В.* Дегазация Земли – глобальный процесс, формирующий флюидогенные полезные ископаемые (в том числе месторождения нефти и газа) [Электронный ресурс] / М.В. Багдасарова // Глубинная нефть. – 2014. – Т. 2, № 10. – С. 1621–1644. – Режим доступа: http://journal.deepoil.ru/images/stories/docs/DO-2-10-2014/5_Bagdasarova_2-10-2014.pdf (дата обращения: 25.03.2016).

3. *Бембель Р.М.* Геосолитоны: функциональная система Земли, концепция разведки и разработки месторождений углеводородов / Р.М. Бембель, В.М. Мегеря, С.Р. Бембель. – Тюмень: Вектор Бук, 2003. – 344 с.

4. *Карпов В.А.* Состояние и перспективы развития нефтегазопроисковых работ в Западной Сибири / В.А. Карпов // Геология нефти и газа. – 2012. – № 3. – С. 2–6.

5. *Краюшкин В.А.* Месторождения нефти и газа глубинного генезиса / В.А. Краюшкин // Журнал Всесоюзного химического общества им. Д.И. Менделеева. – 1986. – Т. 31, № 5. – С. 581–586.

6. *Кусов Б.Р.* Генезис некоторых углеродсодержащих полезных ископаемых (От метана до алмаза). – 2-е изд., доп. / Б.Р. Кусов. – Владикавказ: ИПО СОИГСИ, 2011. – 195 с.

7. *Ларин В.Н.* “Нефть на Земле не заканчивается. Жгите, сколько хотите” [Электронный ресурс]: [интервью] / В.Н. Ларин. – Режим доступа: <http://ptel.cz/2014/02/vladimir-nikolaevich-larin-neft-na-zemle-ne-zakanchivaetsya-zhgite-skolko-xotite/> (дата обращения: 15.03.2016).

8. *Левашов С.П.* Новые возможности оперативной оценки перспектив нефтегазоносности разведочных площадей, труднодоступных и удаленных территорий, лицензионных блоков / С.П. Левашов, Н.А. Якимчук, И.Н. Корчагин // Геоинформатика. – 2010. – № 3. – С. 22–43.

9. *Левашов С.П.* Оценка относительных значений пластового давления флюидов в коллекторах: результаты проведенных экспериментов и перспективы практического применения / С.П. Левашов, Н.А. Якимчук, И.Н. Корчагин // Геоинформатика. – 2011. – № 2. – С. 19–35.

10. *Левашов С.П.* Частотно-резонансный принцип, мобильная геоэлектрическая технология: новая парадигма геофизических исследований / С.П. Левашов, Н.А. Якимчук, И.Н. Корчагин // Геофизический журнал. – 2012. – Т. 34, № 4. – С. 166–176.

11. *Левашов С.П.* Мобильные технологии прямых поисков нефти и газа: о целесообразности их дополнительного применения при выборе мест заложения скважин / С.П. Левашов, Н.А. Якимчук, И.Н. Корчагин, Д.Н. Божежа // Геоинформатика. – 2015. – № 3. – С. 5–30.

12. *Левашов С.П.* Оперативная оценка перспектив нефтегазоносности участка в районе газового месторождения Zohr на шельфе Египта в Средиземном море частотно-резонансным методом обработки и интерпретации данных ДЗЗ / С.П. Левашов, Н.А. Якимчук, И.Н. Корчагин, Д.Н. Божежа // Геоинформатика. – 2015. – № 4. – С. 5–16.

13. *Левашов С.П.* Опыт использования мобильных прямопоисковых технологий для оценки перспектив нефтегазоносности глубинных горизонтов разреза / С.П. Левашов, Н.А. Якимчук, И.Н. Корчагин, Д.Н. Божежа, В.В. Прилуков // Теоретичні та прикладні аспекти геоінформатики: зб. наук. праць. – К.: ТОВ “Карбон ЛТД”, 2015. – Вип. 12. – С. 4–24.

14. *Лепігов Г.* Про застосування геосолітонної концепції генезису вуглеводнів у геологічних умовах України [Електронний ресурс] / Г. Лепігов, В. Гулій, І. Побережська, А. Локтев // Вісник

Львівського університету. Сер. геол. – 2013. – Вип. 27. – С. 94–103. – Режим доступу: http://nbuv.gov.ua/UJRN/VLNU_geol_2013_27_11 (дата звернення: 15.03.2016).

15. Мегеря В.М. Возможности и перспективы применения несейсмических методов для поисков скоплений углеводородов и геосолитонная концепция их образования / В.М. Мегеря, В.Г. Филатов, В.И. Старостенко, И.Н. Корчагин, А.М. Лобанов, Ю.В. Гласко, М.Ю. Волоцков, С.А. Скачков // Геофизический журнал. – 2012. – Т. 34, № 3. – С. 4–21.

16. Полеванов В.П. “Нефть не может дорого стоить, потому что восстанавливается, как лес” [Электронный ресурс]: [интервью] / В.П. Полеванов. – Режим доступа: <http://www.business-gazeta.ru/article/148000> (дата обращения: 25.03.2016).

17. Тимурзиев А.И. Мантийные очаги генерации углеводородов: геолого-физические признаки и прогнозно-поисковые критерии картирования; закономерности нефтегазоносности недр как отражение разгрузки в земной коре мантийных УВ-систем / А.И. Тимурзиев // Природные физико-химические условия и процессы преобразования и мобилизации мантийных C-H-N-O-S систем в углеводороды нефтяного ряда. Исходное вещество и очаги генерации, механизм и каналы вертикальной миграции глубинной нефти // 2-е Кудрявцевские чтения. Материалы Всероссийской конференции по глубинному генезису нефти и газа. – М.: ЦГЭ, 2013. – С. 333–379.

18. Якимчук М.А. Електричне поле і його роль у житті Землі / М.А. Якимчук // Геоінформатика. – 2014. – № 3. – С. 10–20.

19. Презентация компании [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.geoprom.com.ua/index.php/ru/> (дата обращения: 30.03.2016).

20. Kutcherov V.G. Deep-seated abiogenic origin of petroleum: From geological assessment to physical theory [Электронный ресурс] / V.G. Kutcherov, V.A. Krayushkin // Reviews of Geophysics. – 2010. – No. 48, iss. 1, RG1001. – DOI:10.1029/2008RG000270. – Режим доступа: <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1029/2008RG000270/pdf> (дата обращения: 25.03.2016).

21. Levashov S.P. Approbation of mobile geophysical technologies on the large gas-condensate fields of Ukraine [Электронный ресурс] / S.P. Levashov, N.A. Yakymchuk, I.N. Korchagin, D.N. Bozhezha //

73rd EAGE Conference and Technical Exhibition. Vienna, Austria, 23-26 May 2011. – Режим доступа: <http://earthdoc.eage.org/publication/publicationdetails/?publication=50479> (дата обращения: 25.03.2016).

22. Solovyov V.D. Gas Hydrates Accumulations on the South Shetland Continental Margin: New Detection Possibilities / V.D. Solovyov, V.G. Bakhmutov, I.N. Korchagin, S.P. Levashov, N.A. Yakymchuk, D.N. Bozhezha // Journal of Geological Research. – 2011. – V. 2011, Article ID 514082, 8 p. – Doi:10.1155/2011/514082.

Поступила в редакцию 04.04.2016 г.

МОБІЛЬНІ ПРЯМОПОШУКОВІ ТЕХНОЛОГІЇ: ФАКТИ ВИЯВЛЕННЯ ТА ЛОКАЛІЗАЦІЇ КАНАЛІВ ВЕРТИКАЛЬНОЇ МІГРАЦІЇ ФЛЮЇДІВ – ДОДАТКОВІ СВДЧЕННЯ НА КОРИСТЬ ГЛИБИННОГО СИНТЕЗУ ВУГЛЕВОДНІВ

С.П. Левашов^{1,2}, М.А. Якимчук^{1,2}, І.М. Корчагін³, Д.М. Божежа², В.В. Прилуков²

¹*Інститут прикладних проблем екології, геофізики і геохімії, пров. Лабораторний, 1, Київ 01133, Україна*

²*Центр менеджменту та маркетингу в галузі наук про Землю ІГН НАН України, пров. Лабораторний, 1, Київ 01133, Україна*

³*Інститут геофізики ім. С.І. Субботіна НАН України, просп. Акад. Палладіна, 32, Київ 03680, Україна, e-mail: korchagin@karbon.com.ua*

Проаналізовано результати апробації прямопошукового методу частотно-резонансної обробки та декодування даних дистанційного зондування Землі (ДЗЗ) на Шебелинському газоконденсатному родовищі (ГКР) (Україна), а також пошуків каналів вертикальної міграції глибинних флюїдів на родовищах вуглеводнів (ВВ) і в межах аномальних зон типу “поклад ВВ” в різних регіонах світу.

Запропоновано методику оперативного виявлення вертикальних каналів міграції флюїдів. У районі Шебелинського ГКР закартовано аномальну зону площею 224,5 км² типу “газ + конденсат”, а також виявлено два вертикальні канали міграції флюїдів з тиском 280 і 272 МПа. У зоні одного з каналів зареєстровано відгуки на резонансних частотах нафти, газу, конденсату, гелію, водню, вуглекислого газу. В межах більшої ділянки (2220 км²) виявлено сім аномальних зон загальною площею 259,9 км². Вертикальні канали виявлено також на площі структури “вихрового” типу в Західному Сибіру, в межах Мачуського газового родовища у Дніпровсько-Донецькій западині, в районі аварійної свердловини в Мексиканській затоці й у контурах аномалій типу “нафта + газ” у районі газового родовища Зохран у Середземному морі. Наведено факти виявлення каналів вертикальної міграції флюїдів, а також наявності значної кількості аномальних зон типу “поклад нафти і газу” в різних горизонтах (у тому числі глибинних) розрізу можна вважати важливими аргументами на користь абіогенного походження ВВ.

Ключові слова: вертикальний канал, нафта, газ, свердловина, супутникові дані, прямі пошуки, аномалія типу “поклад”, обробка даних ДЗЗ, Шебелинське ГКР, Мексиканська затока, Середземне море.

MOBILE DIRECTPROSPECTING TECHNOLOGY: FACTS OF THE CHANNELS DETECTION AND LOCALIZATION OF THE FLUIDS VERTICAL MIGRATION - ADDITIONAL EVIDENCE FOR DEEP HYDROCARBON SYNTHESIS

S.P. Levashov^{1,2}, N.A. Yakymchuk^{1,2}, I.N. Korchagin³, D.N. Bozhezha², V.V. Prylukov²

¹Institute of Applied Problems of Ecology, Geophysics and Geochemistry, 1 Laboratorny Lane, Kyiv 01133, Ukraine

²Management and Marketing Center of the Institute of Geological Science, NAS of Ukraine, 1 Laboratorny Lane, Kyiv 01133, Ukraine

Purpose. Testing of advanced direct-prospecting method of frequency-resonance processing and decoding of RS data on a large Shebelinka GCF (Ukraine). Searching and localization of vertical channels of deep fluids migration within the hydrocarbon fields and mapped anomalous zones of the "deposit of hydrocarbons" type in various regions of the world: the Dnieper-Donets Basin, Western Siberia, the Gulf of Mexico and Mediterranean Sea. Development of the method of detection the vertical channels of fluid migration. Improving the methodological principles of the direct-prospecting geophysical methods and technologies application during the hydrocarbon accumulations prospecting in reservoirs of traditional and non-traditional types.

Design/methodology/approach. Mobile technology of frequency-resonance processing of satellite images was used during the experimental research conducting. It is based on the principles of "matter" paradigm of geophysical studies and provides the ability to detect and map operatively the anomalous zones of the "deposit of hydrocarbons (oil, gas and gas condensate)" type. Separate method of this technology allows within the contours of detected anomalous zones at the resonance frequencies of gas to estimate the maximum value of the fluid pressure in the reservoirs at different intervals (depth including) of cross-section.

Findings. In the region of the Shebelynka GCF location the anomalous zone of 224.5 km² area of the "gas+condensate" type with reservoir pressures in the range of 20.4-25.8 MPa has been mapped. In the north-western and south-eastern parts of the field two vertical channel of fluid migration with reservoir pressure of 280 and 272 MPa were found. Within the vertical channels areas anomalous responses at resonant frequencies of oil, gas, condensate, helium, hydrogen and carbon dioxide have been registered. Within the larger area (2220 km²) seven separate anomalous zones with total area of 259.9 km² have been detected and mapped additionally. In relation to the observed area all anomalous zones make up 21.82%. Vertical channel with a pressure of 42.5 MPa was also found within the structure of "vortex" type in Western Siberia and two additional channels (95.0 MPa and 110.0 MPa) within Machuhskeye gas field in the DDB.

The vertical channel with largest area was detected in the region of emergency well location in the Gulf of Mexico. The maximum value of the formation pressure within its contour was estimated at 165 MPa. Within two anomalous zones of the “Oil&Gas” type, found in the vicinity of Zohr large gas field in the Mediterranean Sea, the vertical channel of depth fluids migration with the reservoir pressure of 141.0 MPa have been mapped also. Local site in the of the areas of vertical channels location, identified within the contours of the anomalous zones, should be considered as the most promising for a detailed study by geophysical methods and location of prospecting wells.

The practical significance and conclusions. The results of these studies indicate the presence within the hydrocarbons fields and mapped anomalous zones of the “deposit of hydrocarbons” type of local areas with anomalously high formation pressure of fluids in the reservoirs of cross-section – the vertical channels of the deep fluids migration. Mobile and direct-prospecting methods allow to identify and map operatively these channels by the results of anomalous responses registration on the resonant frequencies of helium, hydrogen, carbon dioxide. The proven methods of the vertical channels of fluid (HC) migration detecting and of reservoir pressures on different depths of cross-section evaluation can be widely used for the operative assessment of hydrocarbon potential of deep horizons of the cross-section. These facts of the vertical channels of fluid migration detection, as well as the presence of a significant number of anomalous zones of the "Oil and Gas deposit" type at different levels (depth including) of the cross-section can be regarded as important evidence in favor of the abiotic origin of hydrocarbons.

Keywords: vertical channel, oil, gas, well, satellite data, direct prospecting, mobile technology, anomaly of deposit type, collector, remote sensing data processing, interpretation, Schebelinskoe GCF, Gulf of Mexico, Mediterranean Sea.

References:

1. Atlas of oil and gas in Ukraine. (Eastern oil and gas region). Lviv, Centr Evropi, 1998, vol. 3, 484 p. (in Ukrainian).
2. Bagdasarova M.V. Degassing of the Earth - a global process of fluidogene minerals forming (oil and gas including). *Glubinnaja neft' (RUS)*, 2014, vol. 2, no. 10, pp. 1621-1644. Available at:

http://journal.deepoil.ru/images/stories/docs/DO-2-10-2014/5_Bagdasarova_2-10-2014.pdf (Accessed 25 March 2016) (in Russian).

3. Bembel R.M., Megerya V.M., Bembel S.R. Geosolitonny: funktsional'naya sistema Zemli, kontseptsiya razvedki i razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodov. Tyumen': Vektor Buk, 2003, 344 p. (in Russian).

4. Karpov V.A. Status and prospects of oil and gas exploration in Western Siberia. *Oil and gas geology*, 2012, no. 3, pp. 2-6 (in Russian).

5. Krayushkin V.A. Mestorozhdeniya nefi i gaza glubinnogo genezisa. *Zhurnal Vsesoyuznogo khimicheskogo obshchestva im. D.I. Mendeleeva*, 1986, vol. 31, no. 5, pp. 581-586 (in Russian).

6. Kusov B.R. Genezis nekotorykh uglevodorodsoderzhashchikh poleznykh iskopaemykh (Ot metana do almaza): monografiya. Vladikavkaz, IPO SOIGSI, 2011, 195 p. (in Russian).

7. Larin V.N. Oil in the world does not end. Burn as you want (Interview). Available at: <http://ptel.cz/2014/02/vladimir-nikolaevich-larin-neft-na-zemle-ne-zakanchivaetsya-zhgite-skolko-xotite/> (Accessed 15 March 2016) (in Russian).

8. Levashov S.P., Yakymchuk N.A., Korchagin I.N. New possibilities for the oil-and-gas prospects operative estimation of exploratory areas, difficult of access and remote territories, license blocks. *Geoinformatika*, 2010, no. 3, pp. 22-43 (in Russian).

9. Levashov S.P., Yakymchuk N.A., Korchagin I.N. Assessment of relative values of reservoir pressure of fluids in collectors: results of conducted experiments and prospects of practical application. *Geoinformatika*, 2011, no. 2, pp. 19-35 (in Russian).

10. Levashov S.P., Yakymchuk N.A., Korchagin I.N. Chastotno-rezonansnyj princip, mobil'naja geoelektricheskaja tehnologiya: novaja paradigma geofizicheskikh issledovaniy. *Geofizicheskij zhurnal*, 2012, vol. 34, no. 4, pp. 166-176 (in Russian).

11. Levashov S.P., Yakymchuk N.A., Korchagin I.N., Bozhezha D.N. Mobile technologies of direct prospecting for oil and gas: feasibility of their additional application in selecting sites of well drilling. *Geoinformatika*, 2015, no. 3, pp. 5-30 (in Russian).

12. Levashov S.P., Yakymchuk N.A., Korchagin I.N., Bozhezha D.N. Operative assessment of hydrocarbon potential of area in region of Zohr gas field on the Egypt offshore in the Mediterranean Sea by

the frequency-resonance method of remote sensing data processing and interpretation. *Geoinformatika*, 2015, no. 4, pp. 5-16 (in Russian).

13. Levashov S.P., Yakymchuk N.A., Korchagin I.N., Bozhezha D.N., Prylukov V.V. Experience of mobile and direct technologies using for oil and gas prospects assessment of deep layers of cross-section. *Teor. prikl. asp. geoinform.*, Kyiv, 2015, pp. 4-24 (in Russian).

14. Lepigov G., Guliy V., Poberezh's'ka I., Loktev A. Geosoliton conception of hydrocarbon origin under geological conditions of Ukraine. *Visnyk of the Lviv University. Series Geology*, 2013, iss. 27, pp. 94-103. Available at: http://nbuv.gov.ua/UJRN/VLNU_geol_2013_27_11 (Accessed 15 March 2016) (in Ukrainian).

15. Megerya V.M., Filatov V.G., Starostenko V.I., Korchagin I.N., Lobanov A.M., Glasko Y.V., Volotskov M.Y., Skachkov S.A. Opportunities and prospects of non-seismic methods application for the hydrocarbon accumulations searching and geosoliton concept of theirs generation. *Geofizicheskiy zhurnal*, 2012, vol. 34, no. 3, pp. 4-21 (in Russian).

16. Polevanov V.P. Oil is not expensive, because restored as a forest (Interview). Available at: <http://www.business-gazeta.ru/article/148000> (Accessed 25 March 2016) (in Russian).

17. Timurziyev A.I. Mantijnye ochagi generacii uglevodorodov: geologo-fizicheskie priznaki i prognozno-poiskovye kriterii kartirovaniya; zakonomernosti neftegazonosnosti neдр kak otrazhenie razgruzki v zemnoj kore mantijnyh UV-sistem. *2-e Kudrjavcevskie Chtenija. Materialy Vserossijskoj konferencii po glubinnomu genezisu nefti i gaza*. Moscow, CGE, 2013, pp. 333-379 (in Russian).

18. Yakymchuk N.A. Electric field and its role in life on Earth. *Geoinformatika*, 2014, no. 3, pp. 10-20 (in Ukrainian).

19. Presentation of Geoprom technology. Available at: <http://www.geoprom.com.ua/index.php/ru/> (Accessed 30 March 2016).

20. Kutcherov V.G., Krayushkin V.A. Deep-seated abiogenic origin of petroleum: From geological assessment to physical theory. *Reviews of Geophysics*, 2010, 48, iss. 1, RG1001. Available at: <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1029/2008RG000270/pdf> (Accessed 25 March 2016).

21. Levashov S.P., Yakymchuk N.A., Korchagin I.N., Bozhezha D.N. Approbation of mobile geophysical technologies on the large gas-condensate fields of Ukraine. *73rd EAGE Conference and Technical Exhibition*. Vienna, Austria, 23-26 May 2011. Available at: <http://earthdoc.eage.org/publication/publicationdetails/?publication=50479> (Accessed 25 March 2016).

22. Solovyov V. D., Bakhmutov V. G., Korchagin I. N., Levashov S. P., Yakymchuk N. A., and Bozhezha D. N. Gas Hydrates Accumulations on the South Shetland Continental Margin: New Detection Possibilities. *Journal of Geological Research*, 2011, vol. 2011, Article ID 514082, 8 p. Doi:10.1155/2011/514082.

Received 04/04/2016

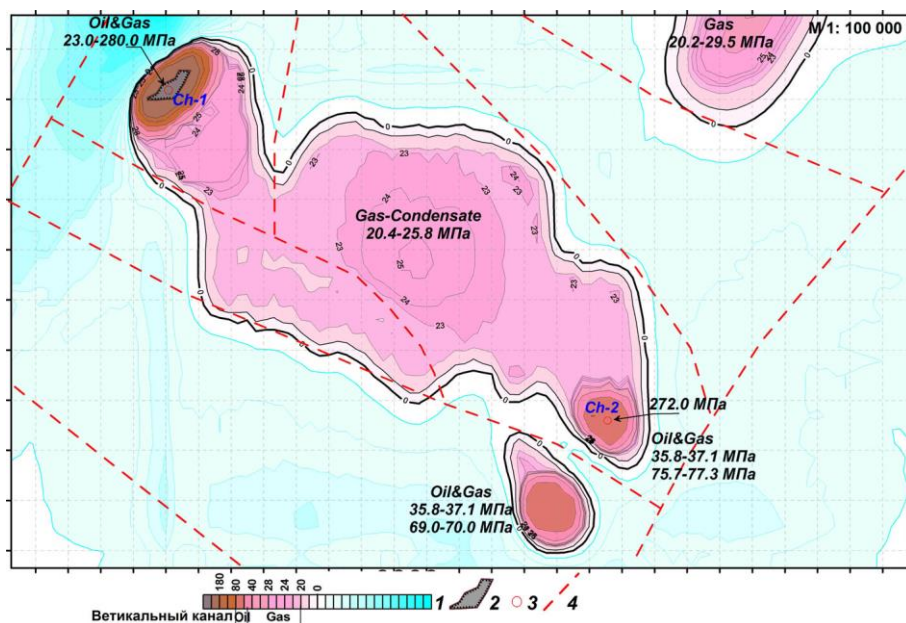


Рис. 1. Карта геоэлектрической аномальной зоны типа “нефть + газ” в районе Шебелинского ГКМ (по данным частотно-резонансного анализа спутниковых снимков): 1 – шкала максимальных значений пластового давления, МПа; 2 – зона прогнозируемого вертикального канала; 3 – координаты центральных точек прогнозируемых вертикальных каналов: 1 – $X=36,441\ 516\ 8^\circ$, $Y=49,503\ 684\ 8^\circ$; 2 – $X=36,710\ 281\ 504\ 7^\circ$, $Y=49,371\ 416\ 827\ 4^\circ$; 4 – тектонически ослабленные зоны

Fig. 1. Map of the geoelectric anomalous zone of “Oil-Gas” type in the area of Shebelynka gas-condensate field (According to the frequency-resonance analysis of satellite images). 1 – scale of the maximum values of reservoir pressure, MPa; 2 – the projected area of the vertical channel; 3 – coordinates of the central points of the vertical channels: 1 – $X=36.4415168^\circ$, $Y=49.5036848^\circ$; 2 – $X=36.710281504\ 7^\circ$, $Y=49.3714168274^\circ$; 4 – tectonically weakened zones (fractures)

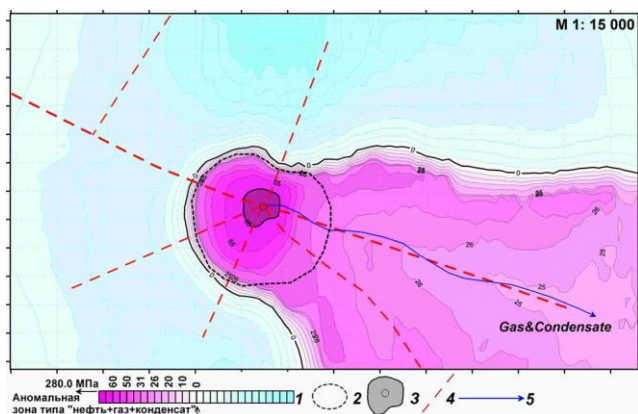


Рис. 2. Геоэлектрическая аномальная зона в районе вертикального канала миграции углеводородов на Шебелинском газоконденсатном месторождении: 1 – шкала максимальных значений пластового давления, МПа; 2 – зона аномалии типа “нефть”; 3 – зона вертикального канала (регистрируется на резонансных частотах: нефть, газ, конденсат, гелий (He), водород (H₂), углекислый газ (CO₂)); координата центра вертикального канала: $X=36,442\ 311\ 107\ 1^\circ$, $Y= 49,498\ 907\ 194\ 4^\circ$; 4 – тектонические нарушения; 5 – прогнозируемое направление миграции углеводородов

Fig. 2. Geoelectric anomalous zone in the vicinity of the vertical channel of hydrocarbon migration on Shebelinka gas condensate field. 1 – scale of the maximum values of reservoir pressure, MPa; 2 – zone of anomalies of “Oil” type; 3 – zone of the vertical channel (recorded at the resonant frequencies of oil, gas, condensate, helium (He), hydrogen (H₂), carbon dioxide (CO₂)); coordinate of the vertical channel center: $X=36.4423111071^\circ$, $Y=49.4989071944^\circ$; 4 – tectonic faults; 5 – predicted direction of hydrocarbon migration

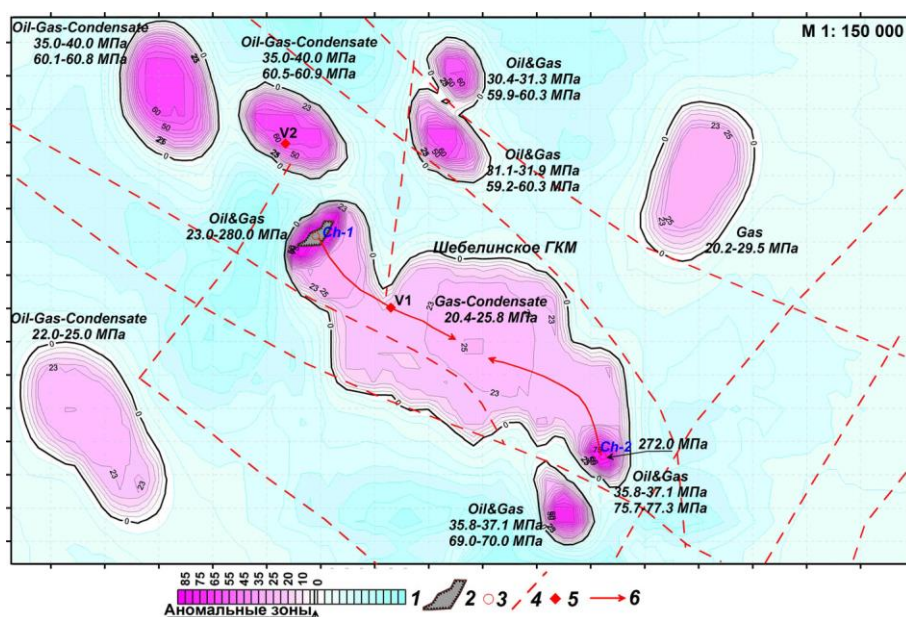


Рис. 3. Карта геоэлектрической аномальной зоны типа “нефть + газ” в районе Шебелинского ГКМ (по данным частотно-резонансного анализа спутниковых снимков): 1 – шкала максимальных значений пластового давления, МПа; 2 – зона прогнозируемого вертикального канала; 3 – координаты центральных точек прогнозируемых вертикальных каналов: 1 – $X=36,441\ 516\ 8^\circ$, $Y=49,503\ 684\ 8^\circ$; 2 – $X=36,710\ 281\ 504\ 7^\circ$, $Y=49,371\ 416\ 827\ 4^\circ$; 4 – тектонически ослабленные зоны; 5 – точки вертикального зондирования ВЭРЗ V1 и V2 в 2008 г.; 6 – предполагаемые пути миграции УВ из вертикального глубинного канала

Fig. 3. Map of the geoelectric anomalous zone of "Oil-Gas" type in the area of Shebelynka gas-condensate field (According to the frequency-resonance analysis of satellite images). 1 – scale of the maximum values of reservoir pressure, MPa; 2 – the projected area of the vertical channel; 3 – coordinates of the central points of the vertical channels: 1 – $X=36.4415168^\circ$, $Y=49.5036848^\circ$; 2 – $X=36.7102815047^\circ$, $Y=49.3714168274^\circ$; 4 – tectonically weakened zones (fractures); 5 – points of vertical sounding VERS V1 and V2 in 2008; 6 – the expected paths of hydrocarbon migration from a vertical depth channel

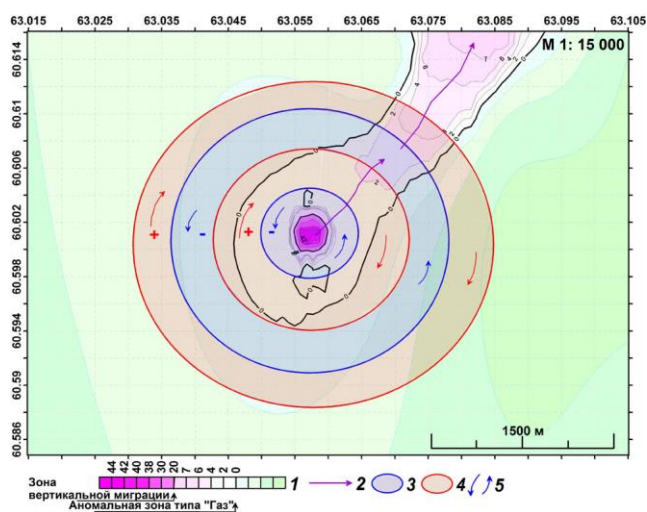


Рис. 4. Геоэлектрические аномальные зоны в районе расположения геосолитонной структуры на Полутинской площади (Шаимский нефтегазоносный район, Россия): 1 – шкала значений пластового давления газа, МПа; 2 – прогнозируемое направление миграции газа; зона концентрации зарядов: 3 – отрицательных, 4 – положительных; 5 – направление вихревого вращения зарядов в магнитном поле Земли

Fig. 4. Geoelectrical anomalous zones in the region of “geosoliton” structure location on Polutinskaya area (Shaimsky oil and gas region, Russia). 1 – scale of gas pressure values in the reservoir, MPa; 2 – the

projected direction of gas migration; 3 – zone of concentration of negative charges; 4 – zone of concentration of positive charges; 5 – direction of vortical rotation of the charges in a magnetic field of the Earth

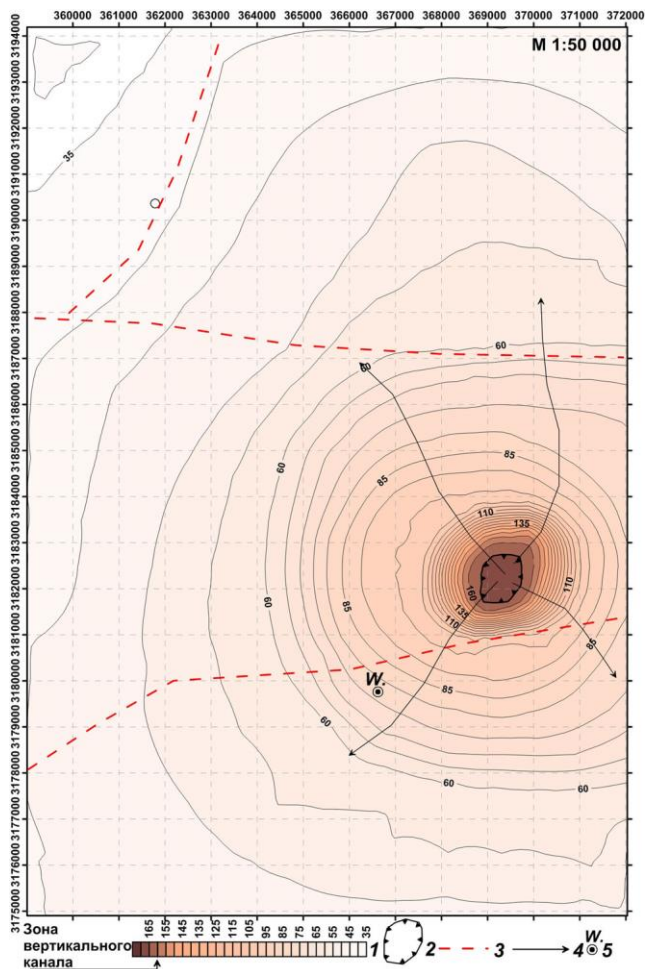


Рис. 5. Карта максимальных значений пластового давления в нефтяных пластах на месторождении в Мексиканском заливе (район аварийной скважины 2010 г.): 1 – шкала максимальных значений пластовых давлений, МПа; 2 – зона вертикального канала; 3 – тектонически ослабленные зоны; 4 – направление миграции углеводородов (флюидов); 5 – уточненное положение скважины

Fig. 5. Map of the maximum values of the fluid pressure in oil reservoirs at the field in the Gulf of Mexico (region of emergency well in 2010). 1 – scale of the maximum values of reservoir pressure, MPa; 2 – area of the vertical channel; 3 – tectonically weakened zones; 4 – direction of hydrocarbon (fluids) migration; 5 – the precise location of emergency well

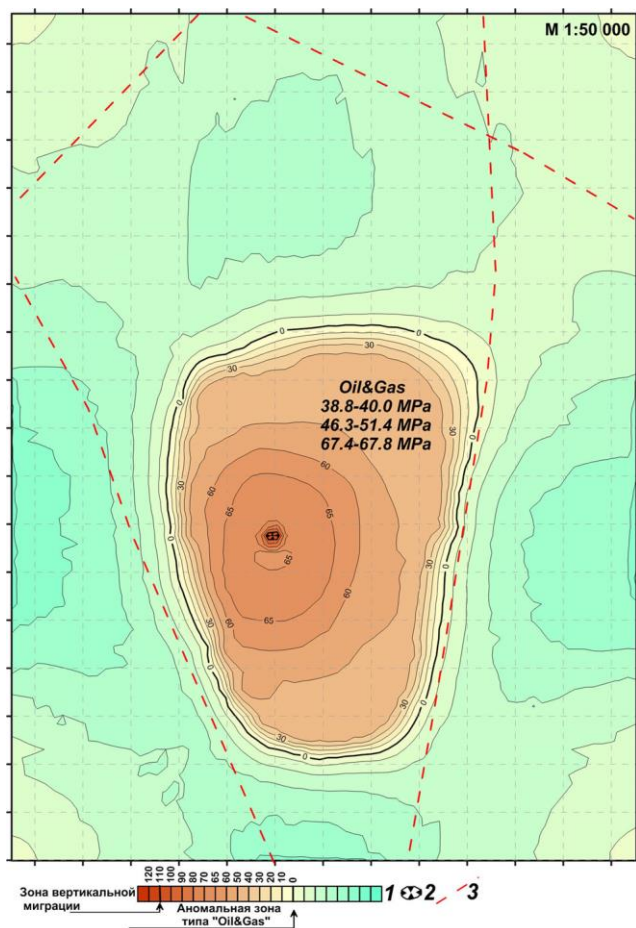


Рис. 6. Карта геоэлектрических аномальных зон типа “нефть + газ”, Средиземное море (южная часть блока 11, зона Кипра) (по данным частотно-резонансного анализа спутниковых снимков): 1 – шкала максимальных значений пластового давления, МПа; 2 – положение вертикального канала миграции флюидов (углеводородов) (максимальное значение пластового давления – 141,0 МПа); 3 – тектонически ослабленные зоны

Fig. 6. Map of geoelectric anomalous zones of the “Oil&Gas” type in Mediterranean Sea (the southern part of Block 11, Zone of Cyprus) (according to the frequency-resonance analysis of satellite images). 1 – scale of the maximum values of reservoir pressure, MPa; 2 – location of the vertical channel of fluids (hydrocarbons) migration (maximum reservoir pressure – 141 MPa); 3 – tectonically weakened zones

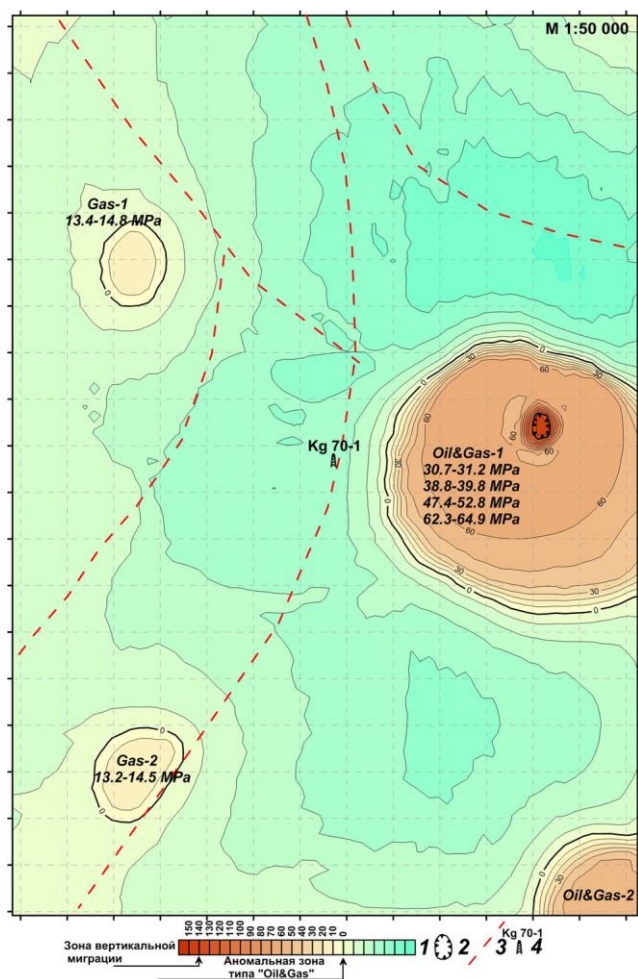


Рис. 7. Карта геоэлектрических аномальных зон типа “нефть + газ”, Средиземное море (юго-западная часть блока 9 (SHOROUK), зона Египта) (по данным частотно-резонансного анализа спутниковых снимков): 1 – шкала максимальных значений пластового давления, МПа; 2 – положение вертикального канала миграции флюидов (углеводородов) (максимальное значение пластового давления – 141,0 МПа); 3 – тектонически ослабленные зоны; 4 – примерное положение непродуктивной скважины Kg 70-1 (6014 м), пробуренной компанией “Шелл”

Fig. 7. Map of geoelectric anomalous zones of the “Oil&Gas” type in Mediterranean Sea (the south-western part of Block 9 (SHOROUK), Egypt Zone) (according to the frequency-resonance analysis of satellite images). 1 – scale of the maximum values of reservoir pressure, MPa; 2 – location of the vertical channel of fluids (hydrocarbons) migration (maximum reservoir pressure – 141 MPa); 3 – tectonically weakened zones; 4 – approximate position of unproductive well Kg 70-1 (6014 m), drilled by Shell

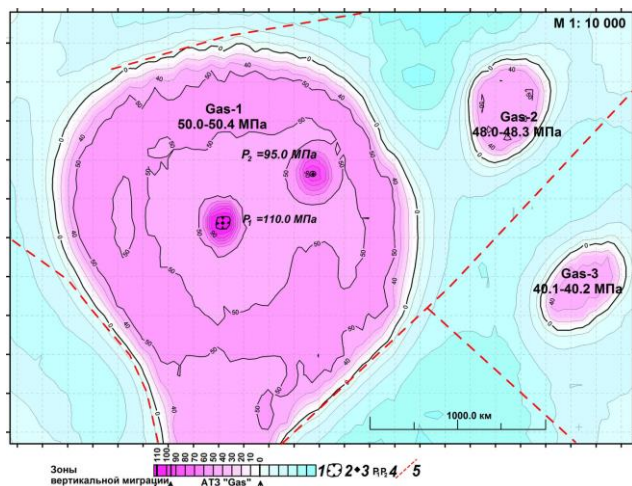


Рис. 8. Карта геоэлектрических аномальных зон типа “газовая залежь” на Мачухском газовом месторождении, Полтавская обл. (по данным частотно-резонансного анализа спутникового снимка): 1 – шкала максимальных значений пластового давления, МПа; 2 – зона вертикального канала; 3 – центральные точки вертикальных каналов; 4 – координаты центральных точек: P_1 – N 49,568 764 592 5°, E 34,304 319 053 9°; P_2 – N 49,571 277 772 1°, E 34,311 502 213 4°; 5 – тектонически ослабленные зоны

Fig. 8. Map of geoelectric anomalous zones of “gas deposit” type on the Machuhske gas field in Poltava region (According to the frequency-resonance analysis of satellite image). 1 – scale of the maximum values of reservoir pressure, МПа; 2 – area of the vertical channel; 3 – central point of the vertical channel; 4 – coordinates of the central points: P_1 – N 49.5687645925°, E 34.3043190539°; P_2 – N 49.5712777721°, E 34.3115022134°; 5 – tectonically weakened zones

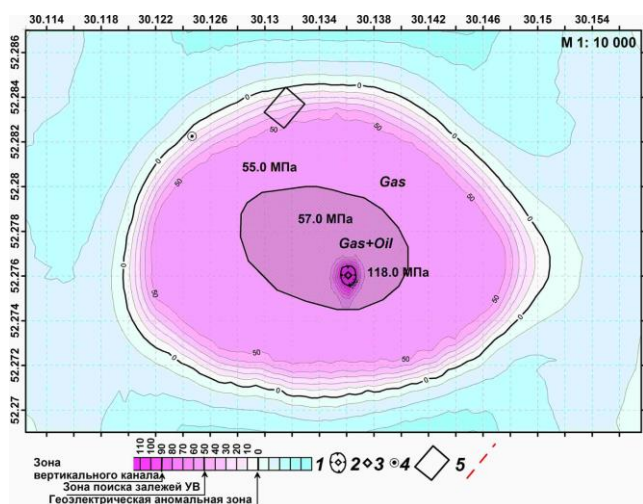


Рис. 9. Карта аномальных зон типа “залежь углеводородов” на участке бурения глубокой скважины 1-Предречицкая (Республика Беларусь) (по результатам частотно-резонансной обработки данных ДЗЗ в масштабе 1:10 000): 1 – шкала пластового давления газа, МПа; 2 – зона вертикального канала: 118,0 МПа; 3 – центральная часть вертикального канала, координаты: $X=30,136\ 074\ 0^{\circ}$; $Y=52,276\ 043\ 54^{\circ}$; 4 – проектная точка вскрытия целевого горизонта (–4950 м); 5 – площадка бурения скважины 1-Предречицкая на спутниковом снимке

Fig. 9. Map of the anomalous zones of the “hydrocarbons deposit” type in the area of 1-Predrechitskaya deep well drilling (Republic of Belarus) (based on the frequency-resonance analysis of remote sensing data in the scale of 1: 10000). 1 – scale of gas pressure in collectors, MPa; 2 – vertical channel area: 118 MPa; 3 – central part of the vertical channel, coordinates: $X=30.1360740^{\circ}$, $Y=52.27604354^{\circ}$; 4 – point to the target horizon opening (–4950 m); 5 – site of 1-Predrechitskaya well drilling on the satellite image

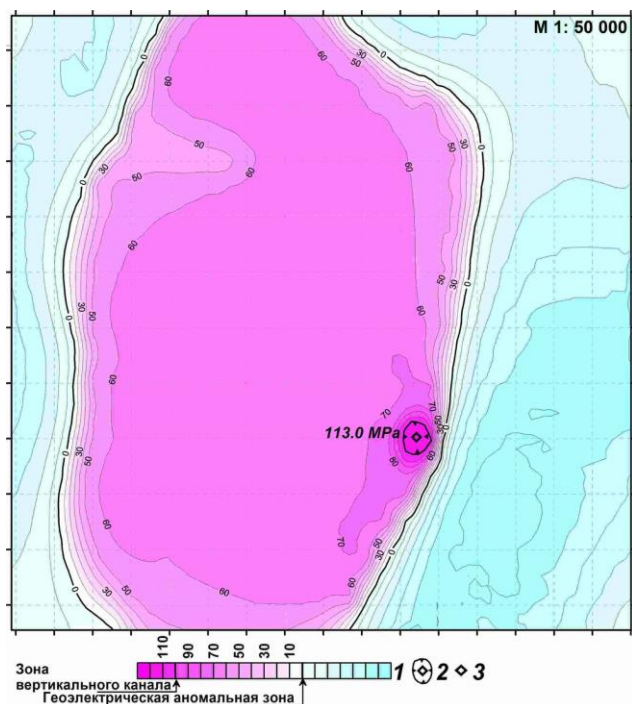


Рис. 10. Карта геоэлектрической аномальной зоны типа “нефтегазовая залежь” в районе нефтяного месторождения “Тенгиз”, Республика Казахстан (по данным частотно-резонансного анализа спутникового снимка): 1 – шкала значений пластового давления газа, МПа; 2 – зона вертикального канала: 113,0 МПа; 3 – центральная часть вертикального канала, координаты: $X=53,434\ 140\ 46^{\circ}$; $Y=46,140\ 289\ 04^{\circ}$

Fig. 10. Map of geoelectric anomalous zone of “oil and gas deposits” type on the “Tengiz” oil field area in the Republic of Kazakhstan (according to the frequency-resonance analysis of satellite image). 1 – scale of the reservoir gas pressure values, MPa; 2 – vertical channel area: 113 MPa; 3 – central part of the vertical channel, coordinates: $X=53.43414046^{\circ}$, $Y=46.14028904^{\circ}$