

УДК 551.248.1:553.982

ПОИСК НЕСТРУКТУРНЫХ ЛОВУШЕК В УСЛОВИЯХ ФОРМИРОВАНИЯ НАДРАЗЛОМНОЙ ТРЕЩИНОВАТОСТИ ЦЕНТРАЛЬНОГО СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКОГО АРЕАЛА ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА

А. А. Шарунов, Д. М. Барабанова

РУП «Производственное объединение “Белоруснефть”»
Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти
ул. Книжная, 15а, 246003, Гомель, Беларусь
E-mail: a.sharunov@beloil.by
E-mail: d.barabanova@beloil.by

В условиях современной геолого-геофизической изученности Припятского прогиба очевиден факт непосредственного влияния разломной тектоники на формирование ловушек углеводородов независимо от общепризнанных мировых теорий происхождения нефти и их производных. Это обусловлено тем, что разломы являются не только природными артериями доставки углеводородов в будущие ловушки, но и надежными экранами при их окончательном формировании. В данной работе рассматриваются методические аспекты прогноза новых нефтеперспективных ловушек в отложениях межсолевого и верхнесоленосного комплексов Центрального структурно-тектонического ареала на примере межсолевой залежи Гарцевского месторождения.

Ключевые слова: отложения, горизонт, залежь, комплекс, месторождение, ловушка, исследования, мощность, скважина, тектоническое нарушение, комплексирование, геологоразведка.

ВВЕДЕНИЕ

Ведущее значение разломов в геологическом строении Припятского прогиба уже давно общепризнано. Они влияли не только на образование современных региональных и локальных структур, но и оказывали решающее воздействие на расформирование ранее существовавших локальных поднятий, на распределение фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов, формирование соляной тектоники и геологической истории формирования прогиба в целом [1]. Поэтому изучение разломов, их морфологии, генезиса, истории развития имеет первостепенное значение при обосновании поискового бурения на нефтеперспективных структурах. Зачастую осложненные соляным тектогенезом приразломные зоны не позволяют в полной мере детализировать механизм формирования сложных узлов трещиноватости даже по данным фактического материала сейсморазведки 2D и 3D и с учетом данных глубокого бурения. В условиях стремительно развивающихся технологий для уверенного трассирования тектонических нарушений в дополнение к современной сейсмической съемке 3D в РУП «ПО “Белоруснефть”» на поисковых площадях активно внедряется технология полно-азимутальной миграции (ES360) [11].

К настоящему времени в единственном в Республике Беларусь нефтегазоносном бассейне –

Припятском прогибе – по состоянию на 01.01.2025 открыто 96 месторождений УВ. Причем из общего количества месторождений большая часть всех ранее открытых приурочена к структурным ловушкам в гребневой части моноклинально залегающих тектонических ступеней, которые контролируются разрывными нарушениями древнего заложения [3]. В первую очередь это относится к Речицко-Вишанскому и Червонослободско-Малодушинскому гребневым региональным разломам. Но, к сожалению, такая особенность характерна лишь для Северного структурно-тектонического ареала (СТА), где уже открыты все крупные нефтяные месторождения в головной части тектонических ступеней. Активное разбуривание гребневых зон тектонических ступеней в пределах Центрального СТА не увенчалось столь значимым успехом, несмотря на высокие фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов. Об этом свидетельствуют высокие дебиты (до 1200 м³/сут. – скв. 1 Найдовская (задонский надгоризонт)) пластовой воды, полученные в процессе проводки скважин. Значимые успехи получены только в последние годы при поисковом бурении вдоль субрегионального Калининского разлома в пределах Калининского полиблока – открытие 9 нефтяных месторождений (Москвичевское (2003), Карташовское (2013), Гарцевское (2018), Кузьминское (2020), Нургалеевское (2021), Гурьяновское (2021)) и Омельковщинского полиблока (Ко-

тельниковское (2006), Бескопыльновское (2020), Восточно-Омельковщинское (2022)) террасы Азерецко-Хобнинской тектонической ступени Центрального СТА.

Такая особенность обусловлена отдельной геологической историей формирования трех крупных структурных ареалов Припятского прогиба – Северного, Центрального и Южного [4; 5; 6].

Формирование Припятского прогиба связано с герцинским тектогенезом и обусловлено опусканием кристаллического фундамента по глубинным разломам, что привело к накоплению осадочной толщи мощностью до 6000 м. Наиболее интенсивно эти процессы развивались в конце девона и начале карбона, а во внутреннем грабене (в центре и на юге прогиба) – в пермо-триасе [7]. Осадочные образования характеризуются большим разнообразием литологического состава: терригенные, карбонатные, карбонатно-терригенные, галогенные, эффузивные. Основную часть толщи составляют девонские отложения, характеризующиеся шестью комплексами, которые выделяются по литологическим признакам: подсолевой терригенный, подсолевой карбонатный, нижнесоленосный, межсолевой, верхнесоленосный и надсолевой. Подсолевой комплекс характеризуется блоковой структурой, межсолевой – пликативно-блоковой, надсолевой – преимущественно пликативной с элементами разрывной тектоники, осложненной соляным тектогенезом.

Месторождения УВ Северного СТА контролируются предпермскими поднятиями, и в послекамменноугольное время перестроек структурного плана не наблюдалось. В Центральном СТА и Южном СТА в пермо-триасе наблюдались масштабные перестройки структурного плана, что и определило низкую эффективность нефтепоисковых работ, основанных на том же структурном подходе ведения нефтепоисковых работ. Сформировавшиеся ловушки претерпели глубокие преобразования во время рифтогенеза на этапах растяжения и сжатия, имевших место вплоть до среднего триаса, что создало основу для развития неструктурных (неантиклинальных) ловушек различного генезиса и морфологии [13].

Целесообразность поиска залежей углеводородов в таких участках были отмечены в работах многих авторов. Данными работами объяснялись причины изменения качества нефтей межсолевых и подсолевых толщ Центрального и Южного СТА по сравнению с нефтями северного СТА, что позволяло рассчитывать на обнаружение в подсолевых отложениях менее расформированных залежей, так как в межсолевые процессы разрушения были усилены соляной тектоникой в нижней соленосной толще [8; 10; 12].

МЕТОДИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ВЫЯВЛЕНИЯ НОВЫХ ЛОВУШЕК

По состоянию на 01.01.2024 на балансе РУП «ПО «Белоруснефть» и ГП «НПЦ по геологии» в пределах Припятского прогиба в межсолевом и верхнесоленосном комплексах Центрального СТА числилась только одна нефтяная залежь в отложениях межсолевого комплекса – туровская залежь елецкого горизонта [13], Гарцевского нефтяного месторождения, открытая в 2022 г. по результатам бурения скважины 4 Гарцевская. Пробуренные разведочные скважины 9101n3 (2023) и 6 (2024) Гарцевские подтвердили высокие перспективы неструктурной ловушки межсолевого комплекса центрального СТА, а также позволили выделить еще 4 новых объекта разработки. Об этом свидетельствуют одни из самых высоких дебитов нефти в РУП «ПО «Белоруснефть» по данным скважинам за последние годы. Максимальные средние дебиты за месяц по данным МЭР – добычи составили 151 м³/сут., 90 м³/сут., 90 м³/сут. по скважинам 4, 9101n3, 6 соответственно.

Данные залежи в отложениях межсолевого комплекса относятся к ловушкам неструктурного типа с трещинным типом пород-коллекторов по данным детального комплекса ГИС, что относится к косвенным подтверждениям влияния зон трещиноватости на формирование новых ловушек, независимо от стратиграфической приуроченности.

В 2019 г. завершены научно-исследовательские работы на тему «Разработка научно обоснованной методики и технологии локализации углеводородов в залежах неструктурного типа – слабопроницаемых породах-коллекторах доманикового типа северной части центрального района структурных форм Припятского прогиба». Результаты проведенных работ показали наличие высокой плотности миграционных битумоидов в тремлянско-петриковских отложениях, что свидетельствует о повышенной концентрации содержания органического углерода к востоку от скважины 8 Савичская (рис. 1).

Также в 2019 г. в РУП «ПО «Белоруснефть» реализована программа «Изучение нефтеперспективности отложений межсолевого комплекса». Основанием к реализации данной программы послужили результаты проводки скважин 9001s3 и 9002 Карташовские. По данным скважинам в отложениях межсолевого комплекса отмечены следующие результаты: по скважине 9001s3 Карташовская при проведении ИП в открытом стволе получен приток нефти 0,93 м³/сут. из отложений задонского надгоризонта; по скважине 9002 Карташовская при проведении ИП в открытом стволе задонского надгоризонта получен приток флюида с установленным

характером насыщения, дебитом 17 м³/сут. (КВД*). Проведенные работы не привели к выявлению новых залежей ввиду того, что проектный фонд фор-

мировался с учетом приоритетности вскрытия забоем подсолевого комплекса в пределах месторождения.

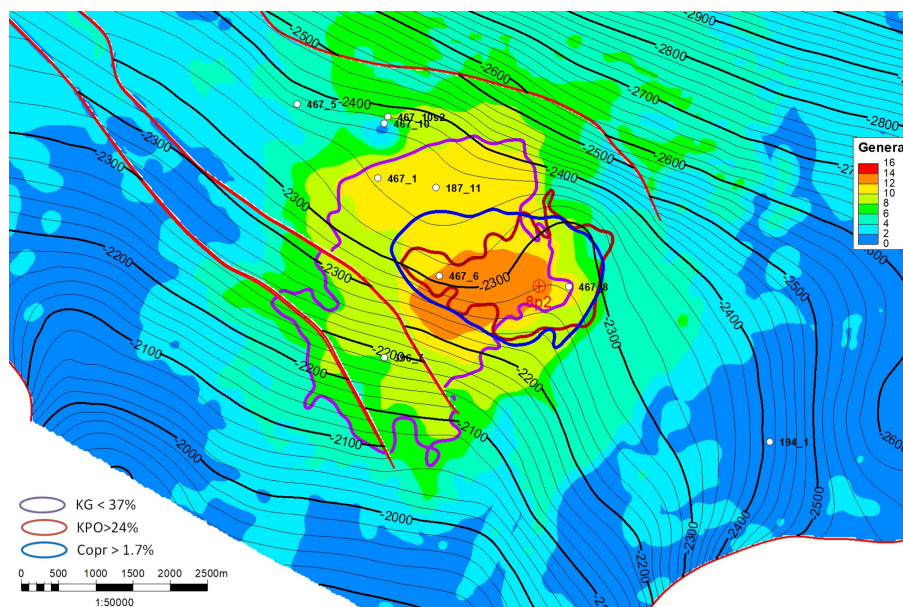


Рисунок 1 – Обзорная карта sweet spot петриковских отложений, совмещенная со структурной картой по кровле петриковского горизонта (проектная скважина № 8s2)

С учетом открытия новой залежи в отложениях межсолевого комплекса (елецкие отложения Гарцевского нефтяного месторождения), комплексных работ на Карташовском месторождении, а также проведенных научно-исследовательских работ на Савичской площади в пределах Центрального СТА есть предпосылки для открытия новых залежей УВ комбинированного типа в отложениях межсолевого комплекса. Отличительными особенностями предпосылок открытия такого типа залежей УВ на данных объектах являются: сокращенные мощности нижнесолевого отложений, наличие развитой сети и узлов тектонических нарушений подсолевого комплекса, а также локально пликвативный характер межсолевого комплекса вблизи районов как открытых ранее нефтяных месторождений, так и потенциально возможных нефтеперспективных блоков в отложениях подсолевого комплекса.

С учетом обширных зон отсутствия межсолевых отложений в условиях сокращенных толщин нижнесолевого отложений, развитой сети и узлов тектонических нарушений подсолевого комплекса потенциальными нефтеперспективными отложениями в пределах Центрального СТА могут являться также отложения верхнесолевого комплекса [2; 8]. Промышленная нефтегазоносность верхнесолевого комплекса в настоящее время доказана на 11 нефтяных месторождениях в пределах Северного СТА Припятского прогиба.

Причем из них на Западно-Малодушинском нефтяном месторождении залежь лебедянского горизонта находится в зоне отсутствия межсолевого комплекса, а на Кербецком, Хуторском, Шатилковском и Ю-Шатилковском нефтяных месторождениях залежь нефти приурочены только к отложениям верхнесолевого комплекса.

Методические аспекты и выявление таких новых нефтеперспективных участков в пределах Центрального СТА заключаются в трассировании тектонических нарушений подсолевого комплекса на межсолевой и верхнесолево-солесный комплекс в условиях сокращенных толщин нижнесолевого отложения с применением современного программного обеспечения и технологии полно-азимутальной миграции (ES360).

В качестве приоритетного участка выбрана центральная и восточная часть Центрального СТА. Это обусловлено ранее проведенными работами, которыми было установлено, что все выявленные месторождения нефти находятся внутри площади, ограниченной изолинией теплового потока 55 мВт/м², а также два газоконденсатных месторождения внутри зоны с тепловым потоком более 65 мВт/м² [9].

С учетом намеченных критериев в пределах нефтепоискового участка выделены 10 участков для проведения дальнейших комплексных геологоразведочных работ (рис. 2).

затухающему в отложениях межсолевого комплекса.

Непосредственно под межсоловыми залежами расположены залежи нефти в отложениях подсолового карбонатного комплекса (воронежского и семилукско-саргаевского горизонтов (западный и восточный блок)) Гарцевского месторождения (рис. 3, 4).

Минимальная мощность нижнесоленосных отложений от подошвы межсолевого комплекса (кровля $D_{3\text{grn}}$) до кровли подсолевых карбонатных отложений (кровля $D_{3\text{ev(kst)}}$) составила 55 м. По данным сейсмических исследований, залежь сформировалась вследствие миграции УВ по тектоническому нарушению амплитудой 120–130 м по кровле подсолевого терригенного комплекса,

- наличие нефтяных залежей в подсолевом карбонатном комплексе (семилукский горизонт (западный блок), саргаевский горизонт (западный блок) и семилукско-саргаевский горизонты (восточный блок)) Карташовского месторождения;
- приток нефти по данным ИП в скважине 9001s3 в отложениях тонежского горизонта задонского надгоризонта дебитом $0,93 \text{ м}^3/\text{сут.}$

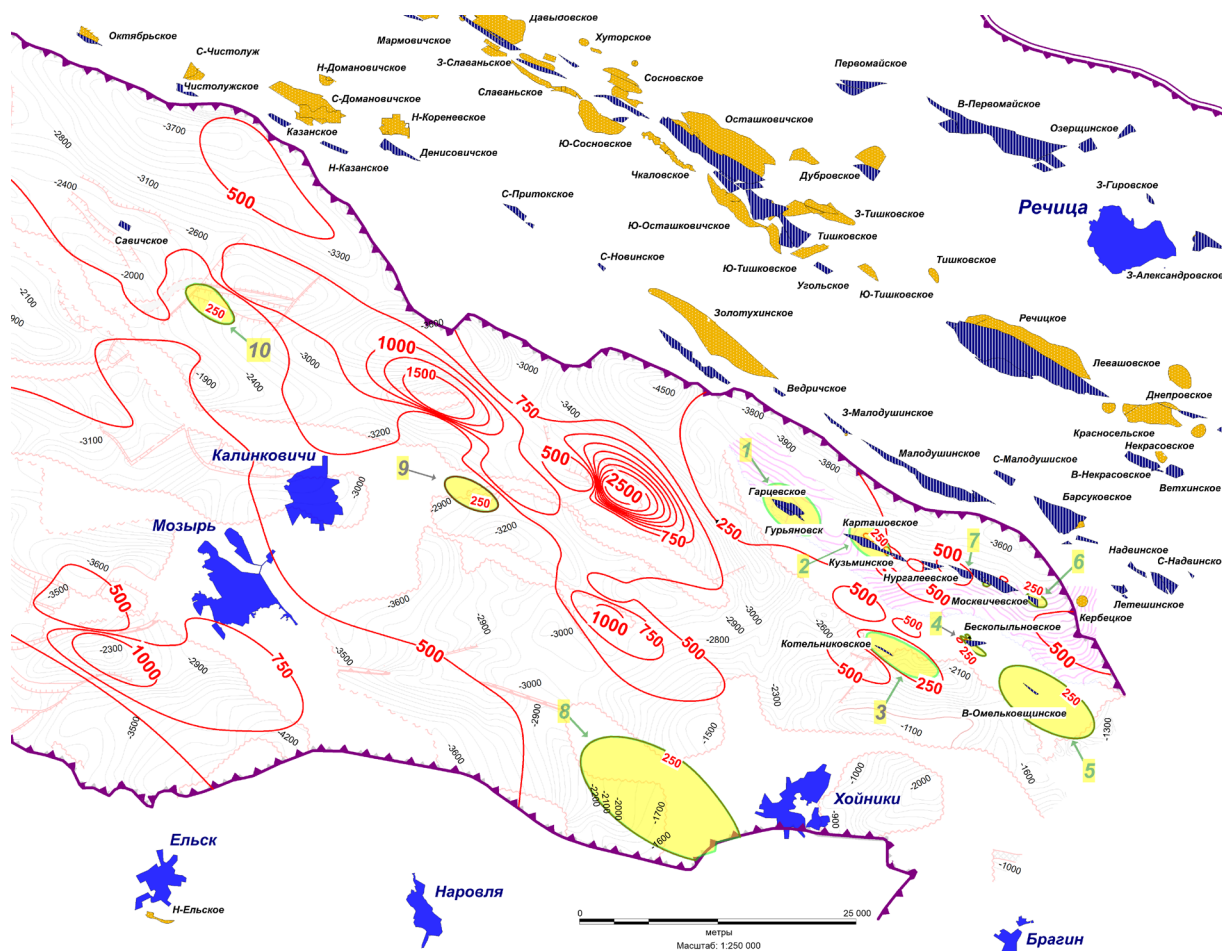


Рисунок 2 – Обзорная карта толщин нижнесолоеносной толщи с приоритетными участками межсолоевого комплекса в пределах Центрального СТА Припятского прогиба

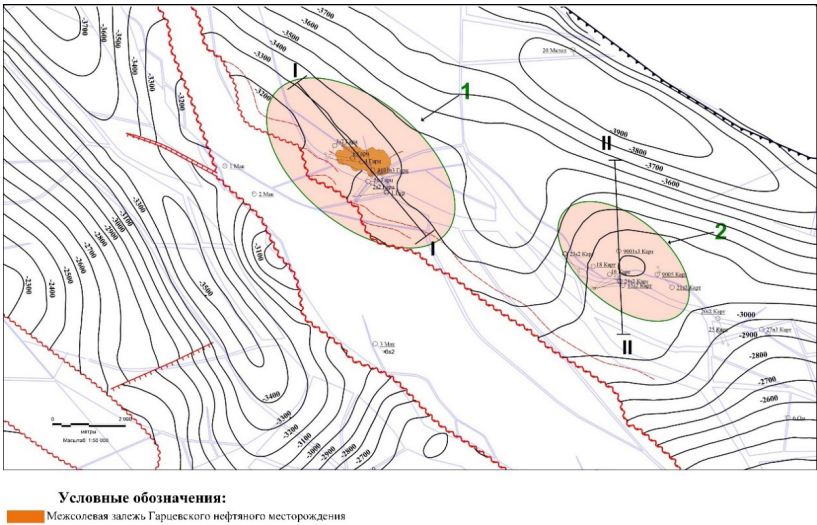


Рисунок 3 – Фрагмент обзорной карты межсолевого комплекса с прогнозными участками 1 и 2

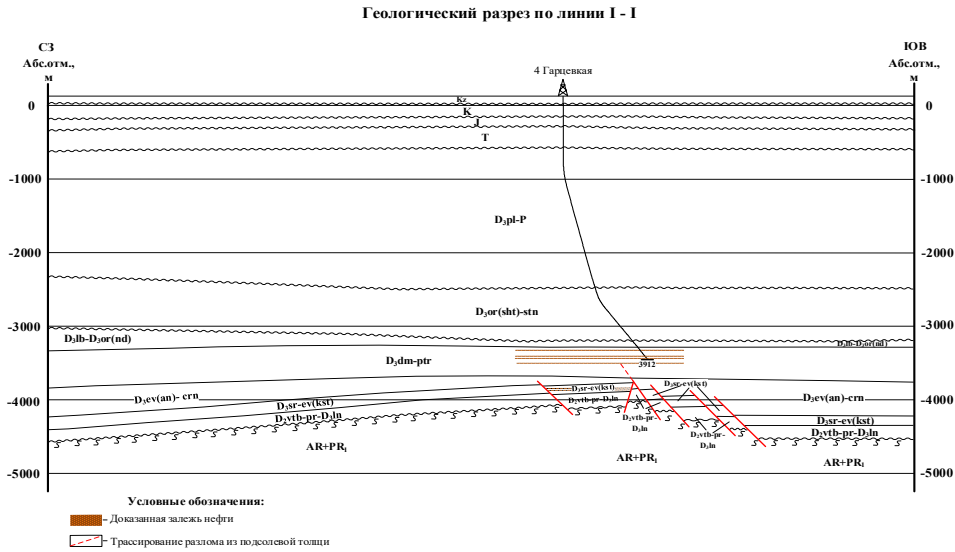


Рисунок 4 – Геологический разрез по профилю I-I через скважину 4 Гарцевская

Минимальная мощность нижнесоленосных отложений от подошвы межсолевого комплекса (D_3crn) до кровли подсолевых карбонатных отложений (кровля $D_3ev(kst)$) составила 105 м. Предполагаемая залежь сформировалась, скорее всего, вследствие миграции УВ по тектоническому нарушению амплитудой 15–20 м по кровле подсолевого терригенного комплекса, затухающему в отложениях межсолевого комплекса (рис. 2, 5).

С учетом структурных построений на данном участке прогнозируется наличие двух нефтяных залежей в отложениях межсолевого комплекса. Данное предположение требует уточнения на основании данных динамических исследований с использованием технологии ES360.

1. Локальный объект между скважинами 24 и 9005 Карташовские, в контуре изолинии по кровле межсолевого комплекса –3100 м.

2. Локальный объект на восток от скважины 21s2 Карташовская.

В связи с тем, что данные объекты находятся на границе съемки 3D прошлых лет (Макановичско-Великоборский участок) и находятся за пределами кратности, это не позволило оконтурить перспективные залежи по данным динамических исследований с использованием технологии ES360 (рис. 6).

Участок № 3 (Котельниковский) относится к среднеперспективному виду близости зоны отсутствия межсолевых отложений и характеризуется отсутствием динамических исследований

в контуре съемки 3D с использованием технологии ES360. Положительными критериями здесь являются:

- непосредственная близость нефтяной залежи в подсолевом карбонатном комплексе (воронежская) Котельниковского месторождения;
- наличие съемки 3D с возможностью проведения оконтуривания объектов с использованием технологии ES360.

Минимальная мощность нижнесоленосных отложений от подошвы межсолевого комплекса ($D_3\text{crn}$) до кровли подсолевых карбонатных

отложений (кровля $D_3\text{ev(kst)}$) составила 20 м. Предполагаемая залежь сформировалась, скорее всего, по тектоническому нарушению амплитудой от 810 м до 835 м по кровле подсолевого терригенного комплекса, затухающему в отложениях межсолевого комплекса (рис. 7, 8).

С учетом структурных построений на данном участке предполагается наличие нефтяной залежи в отложениях межсолевого комплекса к западу от скважины 9012 Котельниковская, что требует уточнения по данным динамических исследований с использованием технологии ES360.

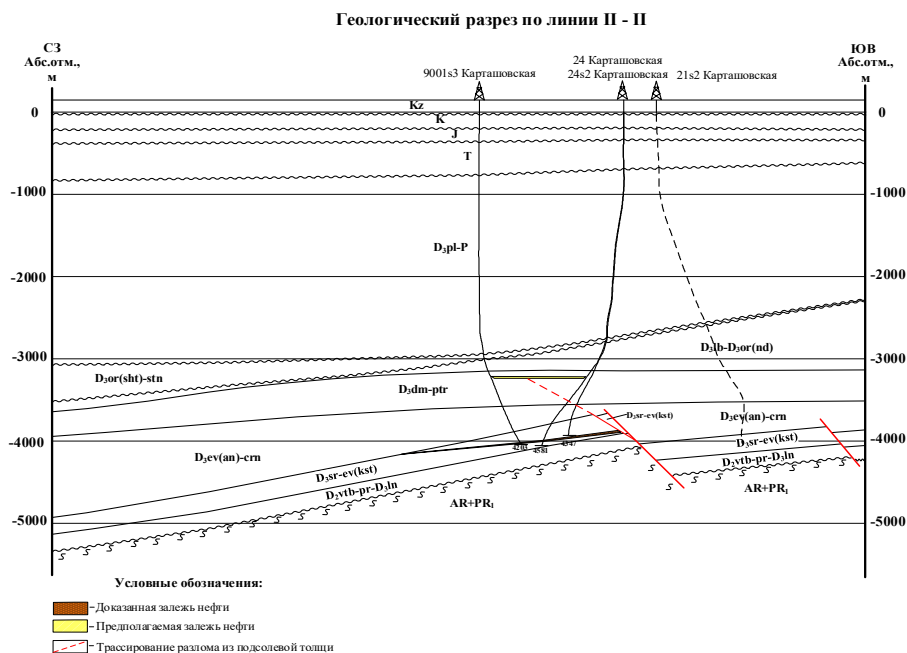


Рисунок 5 – Геологический разрез по профилю П-П через скважины 9001s3 и 24 Карташовские

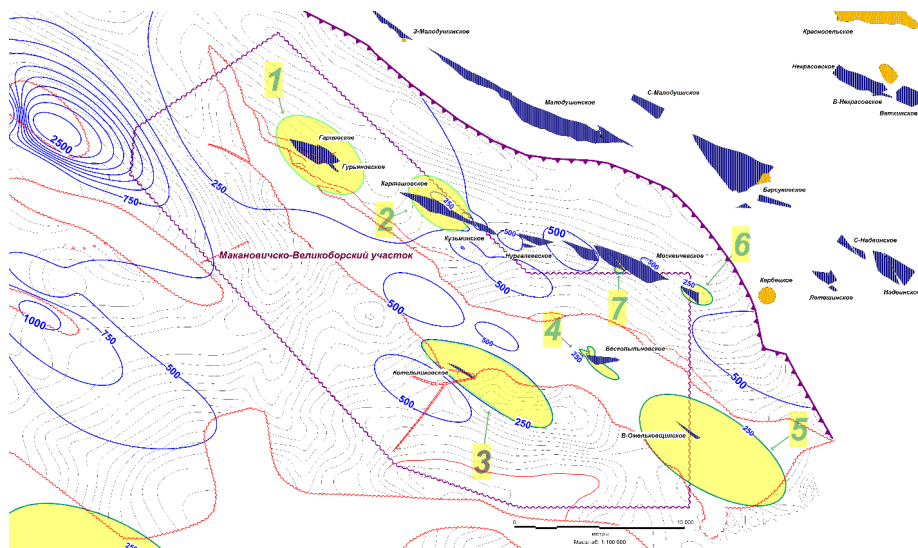


Рисунок 6 – Обзорная карта нефтеперспективных участков с контуром съемки 3D (Макановичско-Великоборский участок)

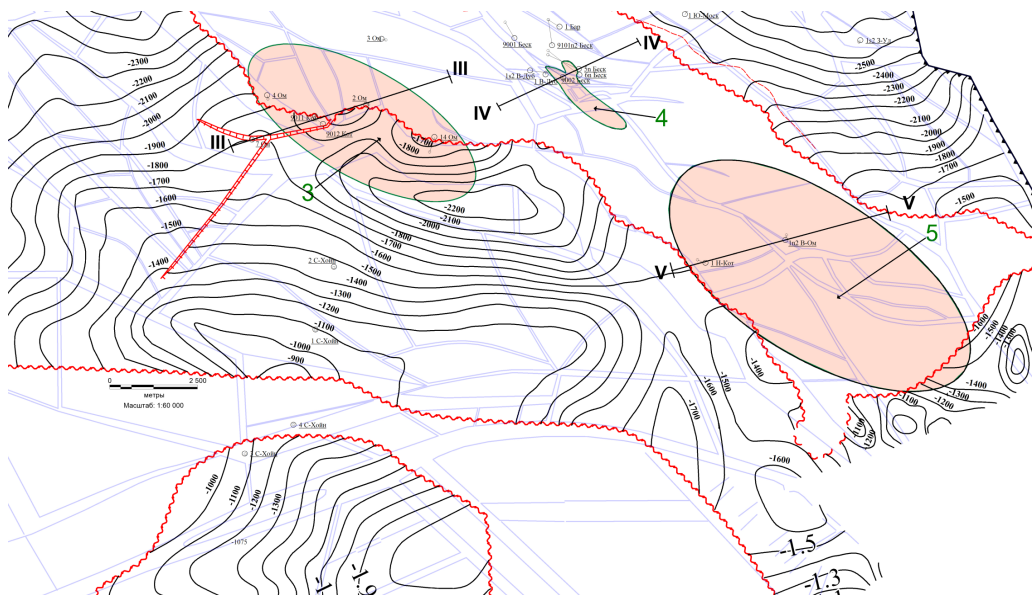


Рисунок 7 – Фрагмент обзорной карты межсолевого комплекса с прогнозными участками 3, 4 и 5

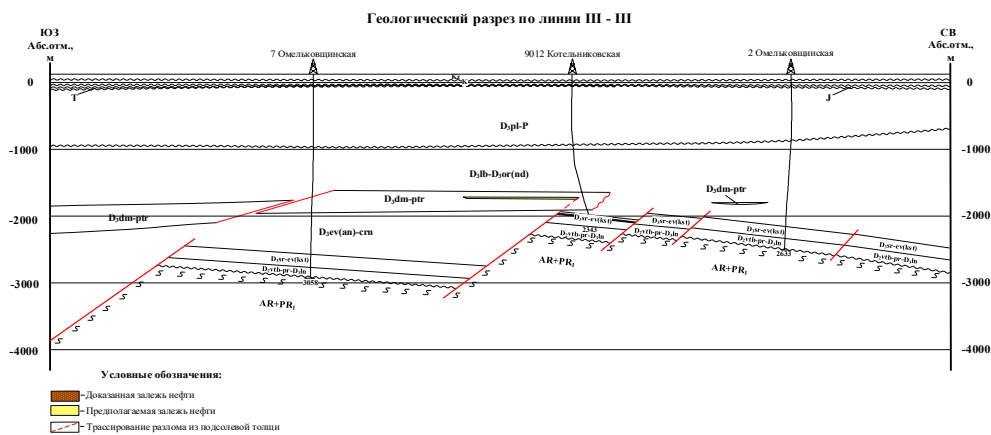


Рисунок 8 – Геологический разрез по профилю III-III через скважины 7 и 2 Омельковщинские

Участок № 4 (Бескопыльновский) относится к низко перспективному ввиду отсутствия отложений межсолевого комплекса. В данной зоне предполагаемые залежи возможны только в отложениях верхнесолевого комплекса, где по данным бурения скважин выделяются возможные нефтеперспективные объекты в реперных карбонатных пропластках относительно мощной соленосной формации. Положительными критериями являются:

- близость нефтяных залежей в подсоевом карбонатном комплексе (воронежская, семилукская и саргаевская) Бескопыльновского месторождения;
- наличие съемки 3D с целью использования технологии ES360.

Минимальная мощность нижнесолевого комплекса отложений от подошвы верхнесолевого комплекса (кровля $D_3\text{brc}$) до кровли подсоевых карбонатных отложений (кровля $D_3\text{ev (kst)}$) составила 90 м. Предполагаемая залежь могла бы сформироваться, скорее всего, вследствие миграции УВ по тектоническому нарушению амплитудой 140–175 м по кровле подсоевого терригенного комплекса, затухающему в отложениях верхнесолевого комплекса (рис. 7, 9).

С учетом структурных построений на данном участке предполагается наличие нефтяной залежи в отложениях верхнесолевого комплекса к югу от скважин 9002 и 6п Бескопыльновские. Данное предположение требует уточнения по данным динамических исследований с использованием технологии ES360.

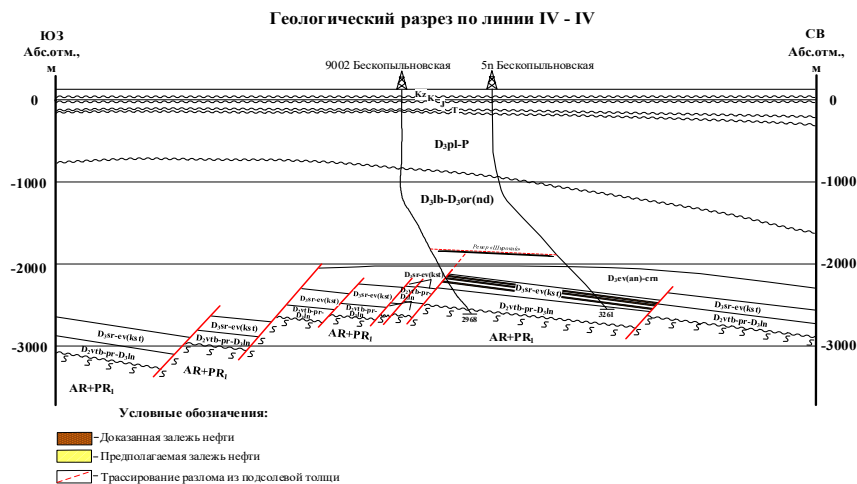


Рисунок 9 – Геологический разрез по профилю IV-IV через скважины 9002 и 5n Бескопильновские

Участок № 5 (Восточно-Омельковщинский) относится к низко перспективному ввиду отсутствия на данном участке отложений межсолевого комплекса. В данной зоне предполагаемые залежи возможны только в отложениях верхнесоленосного комплекса, где по данным бурения скважин выделяются возможные нефтеперспективные участки в реперных карбонатных пропластках. Положительными критериями являются:

- непосредственная близость нефтяной залежи в подсолевом карбонатном комплексе (воронежская) Восточно-Омельковщинского месторождения;

- частичное покрытие съемкой 3D с целью использованием технологии ES360.

Минимальная мощность нижнесоленосных отложений от подошвы верхнесоленосного комплекса (кровля D_3brc) до кровли подсолевых карбонатных отложений (кровля $D_3ev(kst)$) составила 215 м. Предполагаемая залежь могла бы сформироваться, скорее всего, вследствие миграции УВ по тектоническому нарушению амплитудой 25–60 м по кровле подсолевого терригенного комплекса, затухающему в отложениях верхнесоленосного комплекса (рис. 7, 10).

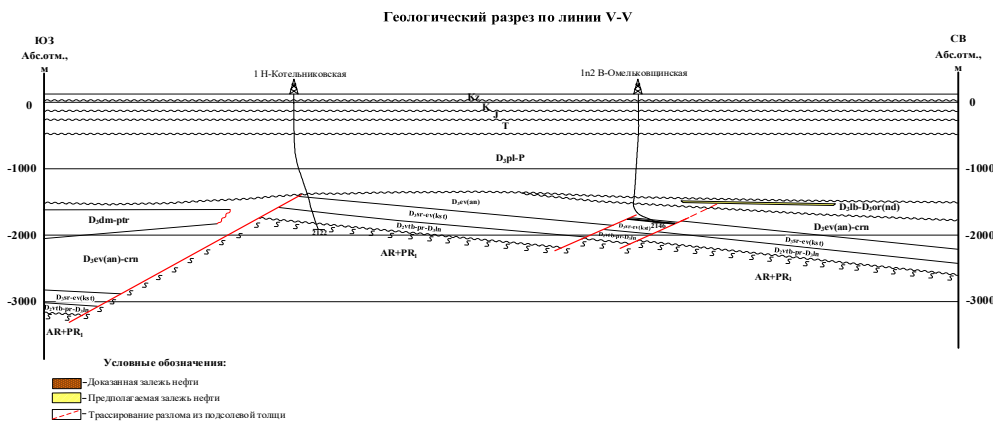


Рисунок 10 – Геологический разрез по профилю V-V через скважины 1 Н-Котельниковская и 1n2 В-Омельковщинская

С учетом структурных построений на данном участке предполагается наличие нефтяной залежи в отложениях верхнесоленосного комплекса к северу от скважины 1 В-Омельковщинская в сторону увеличения мощности верхнесоленосной толщи. Данное предположение требует уточнения по данным динамических исследований с использованием технологии ES360.

Участок № 6 (Восточно-Москвичевский) относится к высокоперспективным. Положительным критерием является непосредственная близость нефтяных залежей в подсолевом карбонатном комплексе (семилюкские и саргаевские отложения) Москвичевского месторождения.

Минимальная мощность нижнесоленосных отложений от подошвы межсолевого комплекса (D_3crn)

до кровли подсолевых карбонатных отложений (кровля $D_{3ev}(kst)$) составила 260 м. Предполагаемая залежь могла бы сформироваться, скорее всего, вследствие миграции УВ по тектоническому нарушению амплитудой 400–420 м по кровле подсолевого терригенного комплекса, затухающему в отложениях межсолевого комплекса (рис. 11, 12).

С учетом структурных построений на данном участке предполагается наличие нефтяной залежи в отложениях межсолевого комплекса к юго-востоку от скважины 9015 Москвичевская. Данное предположение требует уточнения по данным динамических исследований с использованием технологии ES360.

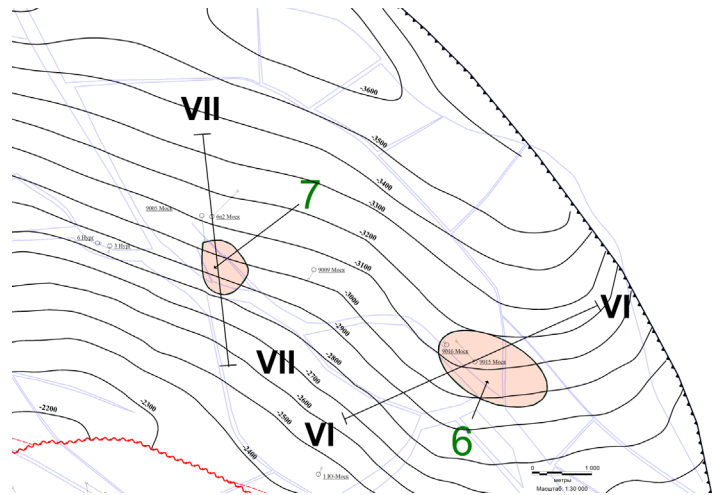


Рисунок 11 – Фрагмент обзорной карты межсолевого комплекса с прогнозными участками 6 и 7

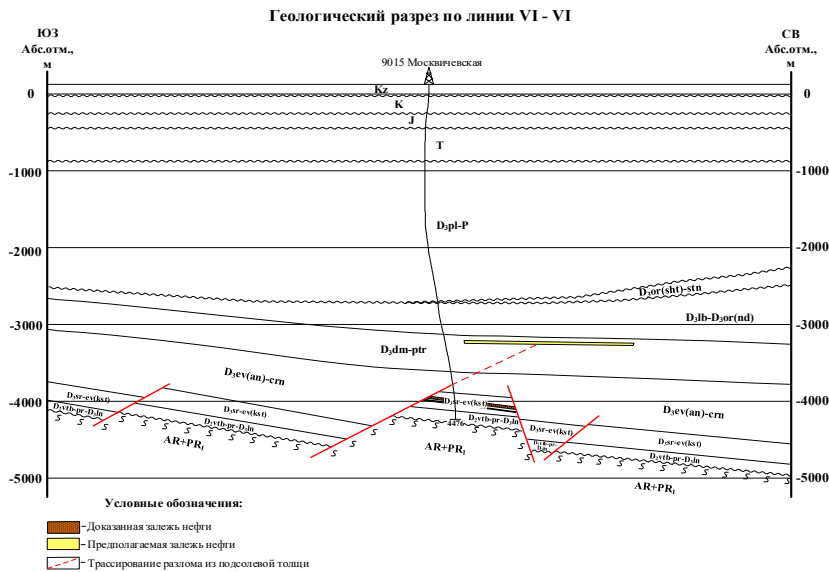


Рисунок 12 – Геологический разрез по профилю VI-VI через скважину 9015 Москвичевская

КАРЫСНЫЯ ВЫКАПНІ

Участок № 7 (Западно-Москвичевский) относится к высокоперспективному. Положительным критерием является непосредственная близость нефтяных залежей в подсолевом карбонатном комплексе (семилукская и саргаевская) Москвичевского месторождения. Минимальная мощность нижнесоленосных отложений от подошвы межсолевого комплекса (D_{3crn}) до кровли подсолевых карбонатных

отложений (кровля $D_{3ev}(kst)$) составила 385 м. Предполагаемая залежь могла бы сформироваться, скорее всего, вследствие миграции УВ по тектоническому нарушению амплитудой 130–150 м по кровле подсолевого терригенного комплекса, затухающему в отложениях межсолевого комплекса (рис. 11, 13). С учетом структурных построений на данном участке предполагается наличие нефтяной залежи в отложениях межсолевого комплекса к югу от

скважины 6п2 Москвичевская. Данное предположение требует уточнения по данным динамических исследований с использованием технологии ES360.

Участок № 8 (Юревичский) относится к низкоперспективным ввиду близости зоны отсутствия межселевых отложений. Отрицательным критерием является также отсутствие в непосредственной близости нефтяной залежи в подселевом карбонатном комплексе ввиду слабой изученности глубоким бурением данной территории. Ввиду значительно разбавленной полученной пробы пластовых рассолов по данным испытаний в открытом стволе подселевых карбонатных отложений по скважине 1 Юревичская (дебит до 239 м³/сут), оценить подселевой блок на предмет нефтеперспективности не удалось.

Отложения семилукского и саргаевского горизонтов являются водонасыщенными, дебиты составили 141 и 239 м³/сут. соответственно. Полученные пробы пластовых рассолов по данным химического анализа проб являются разбавленными и негодными для оценки нефтеперспективности испытанных отложений.

Минимальная мощность нижнесоленосных отложений от подошвы межселевого комплекса (D₃crn) до кровли подселевых карбонатных отложений (кровля D₃ev(kst)) составила 145 м. Предполагаемая залежь могла бы сформироваться, скорее всего, вследствие миграции УВ по тектоническому нарушению амплитудой 700–720 м по кровле подселевого терригенного комплекса, затухающему в отложениях межселевого комплекса (рис. 14, 15).

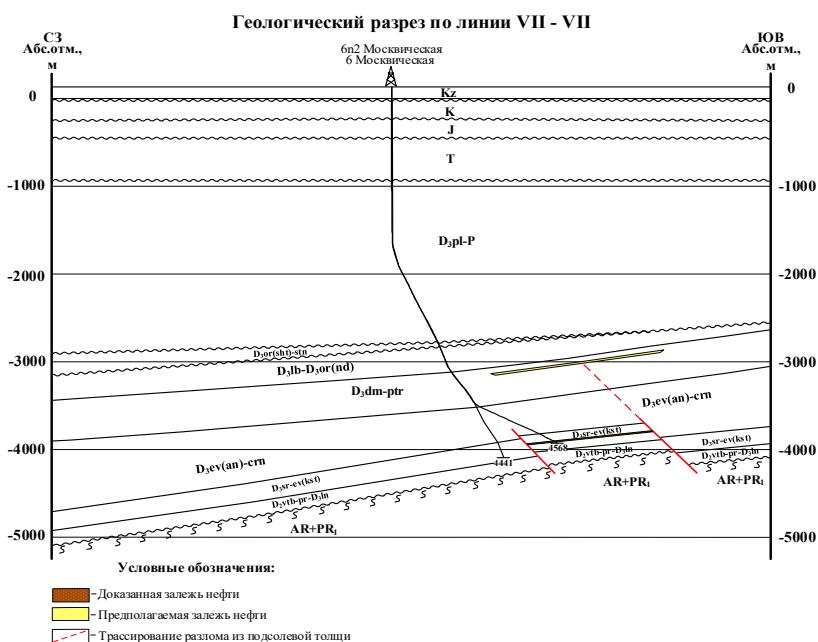


Рисунок 13 – Геологический разрез по профилю VII–VII через скважину 9015 Москвичевская

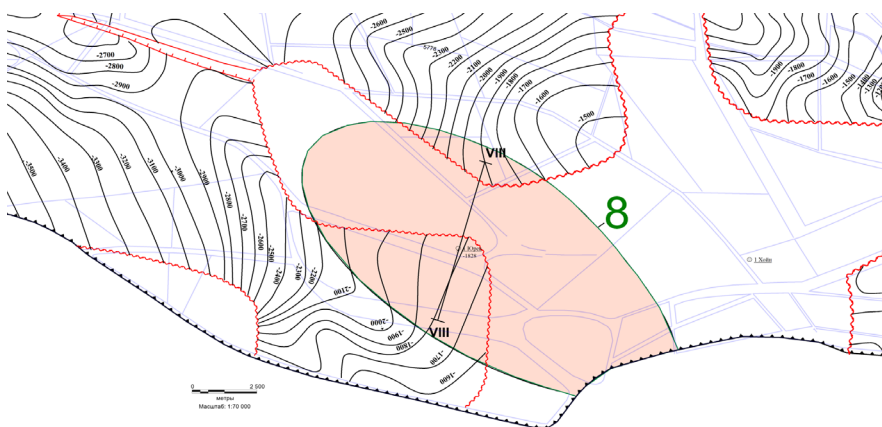


Рисунок 14 – Фрагмент обзорной карты межселевого комплекса с прогнозным участком 8

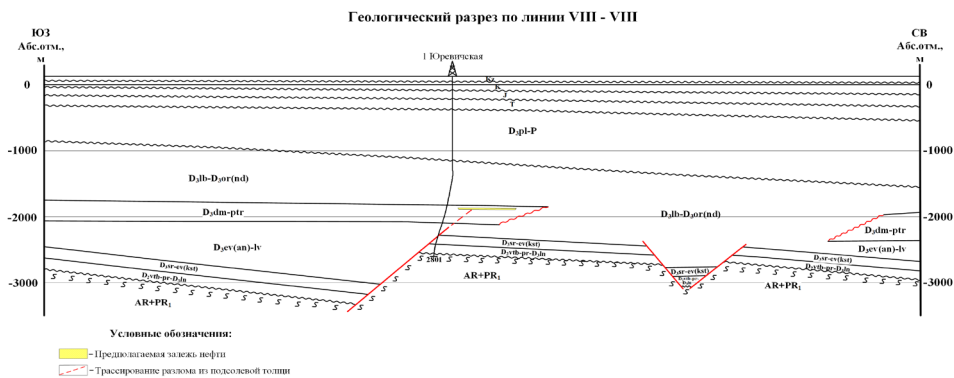


Рисунок 15 – Геологический разрез по профилю VIII–VIII через скважину 1 Юревичская

С учетом структурных построений на данном участке предполагается наличие нефтяной залежи в отложениях межсолевого комплекса к северу от скважины 1 Юревичская. Данное предположение требует уточнения по данным динамических исследований с использованием технологии ES360.

Участок № 9 (Дудичский) относится к низкоперспективному ввиду обширных зон отсутствия межсолевых отложений. В данной зоне предполагаемые залежи возможны только в отложениях верхнесоленосного комплекса, где по данным бурения скважин выделяются возможные нефтеперспективные участки в реперных карбонатных пропластках относительно мощной соленосной формации в условиях непосредственной близости соляного купола. Положительными критериями в данной зоне являются:

– признаки УВ по керну в виде запахов, выпотов и выделения жидкой нефти по порам, трещинам и кавернам по скважинам 1 и 6 Дудичская в отложениях верхнесоленосного комплекса;

– положительные гидрогеологические условия скоплений УВ непосредственно в подсолевых карбонатных отложениях подсолевого комплекса по скважине 6 Дудичская (по данным химического анализа проб отмечено повышенные значения катионов аммония в пластовых водах до 361 мг/л);

– получение притока флюида из отложений верхнесоленосного комплекса в скважине 6 Дудичская (фильтрат глинистого раствора дебитом 9 м³/сут. по данным испытаний в открытом стволе).

Минимальная мощность нижнесоленосных отложений от подошвы межсолевого комплекса (D_{3crn}) до кровли подсолевых карбонатных отложений (кровля D_{3ev}(kst)) составила 240 м. Предполагаемая залежь могла бы сформироваться, скорее всего, вследствие миграции УВ по тектоническому нарушению амплитудой 265–275 м по кровле подсолевого терригенного комплекса, затухающему в отложениях верхнесоленосного комплекса (рис. 16, 17).

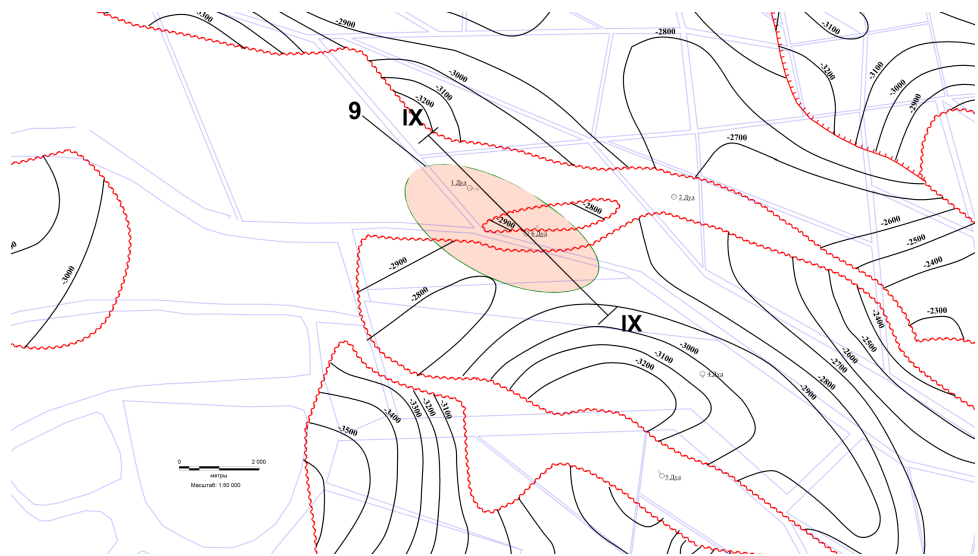


Рисунок 16 – Фрагмент обзорной карты межсолевого комплекса с прогнозным участком 9

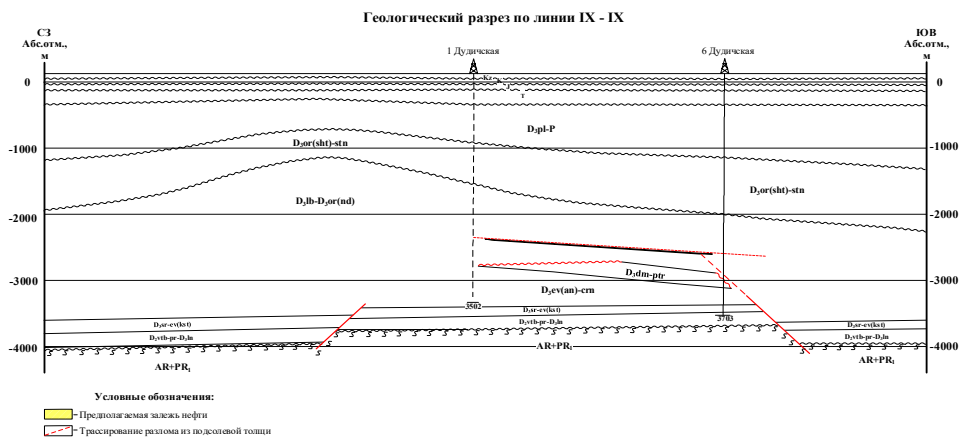


Рисунок 17 – Геологический разрез по профилю IX-IX через скважины 1-6 Дудичские

С учетом структурных построений на данном участке предполагается наличие нефтяной залежи в отложениях верхнесоленосного комплекса между скважинами 1 и 6 Дудичские. Данное предположение требует уточнения по данным динамических исследований с использованием технологии ES360.

Участок № 10 (Савичский) относится к высокоперспективному. Положительными критериями являются:

- близость нефтяной залежи в подсолевом карбонатном комплексе (воронежская, семилукская и саргаевская) Савичского месторождения;
- положительные гидрогеологические показатели нефтегазоносности непосредственно в подсолевых карбонатных и терригенных отложениях подсолевого комплекса по скважинам 9 и 3 Савичские (повышенные значения катионов аммония в пластовых водах до 565 мг/л);

– наличие признаков УВ в виде жидкой нефти в порах, трещинах, кавернах по скважине 3 Савичская в отложениях межсолевого комплекса.

Минимальная мощность нижнесоленосных отложений от подошвы межсолевого комплекса (D_{3crn}) до кровли подсолевых карбонатных отложений (кровля $D_{3ev}(kst)$) составила 145 м. Предполагаемая залежь могла бы сформироваться, скорее всего, вследствие миграции УВ по тектоническому нарушению амплитудой от 505 м до 510 м по кровле подсолевого терригенного комплекса, затухающему в отложениях межсолевого комплекса (рис. 18, 19).

С учетом структурных построений на данном участке предполагается наличие нефтяной залежи в отложениях межсолевого комплекса к северу от скважины 9 Савичская. Данное предположение требует уточнения по данным динамических исследований с использованием технологии ES360.

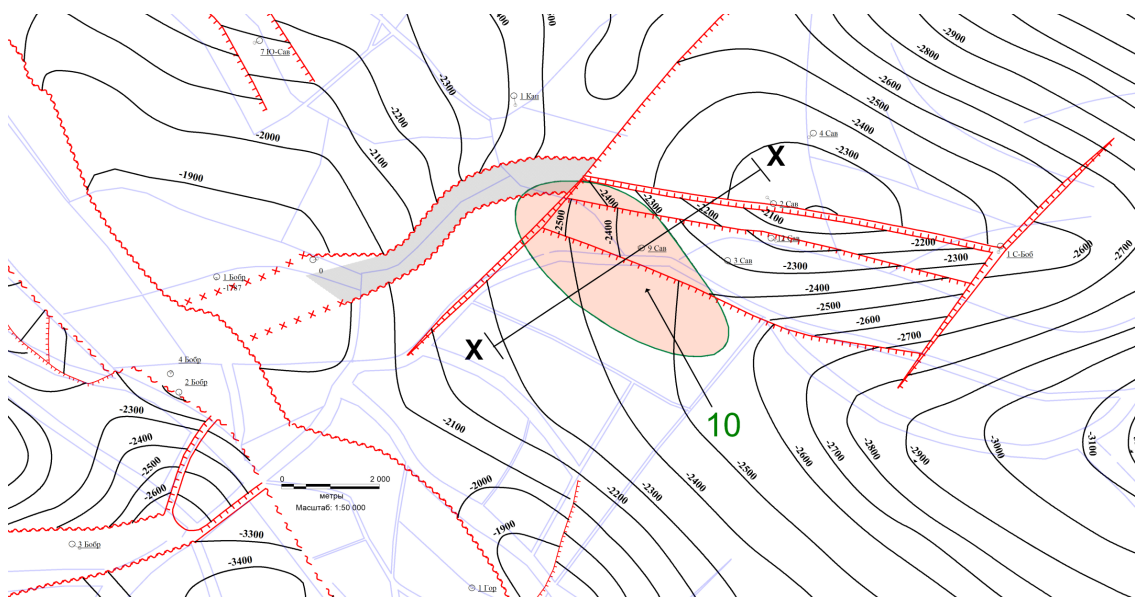


Рисунок 18 – Фрагмент обзорной карты межсолевого комплекса с прогнозным участком 10



- третий приоритет с балльностью 1,5 и ниже – участок 5, участок 6, участок 7, участок 8, и участок 9 (табл. 1).

Объект	Близость нефтяных месторождений	Наличие сейсморазведки 3D	Признаки углеводородов в соседних скважинах	Количество нефтеперспективных комплексов	Вертикальная мощность (D3ev(kst) – D3crm)	Общий балл
Гарцевский	3	3	3	2	3	2,8
Карташовский	2	2	3	2	2	2,2
Котельниковский	2	3	1	2	3	2,2
Бескопыльновский	2	3	1	1	3	2,0
Восточно-Омельковщинский	2	2	1	1	1	1,4
Восточно-Москвичевский	2	1	1	2	1	1,4
Западно-Москвичевский	2	1	1	2	1	1,4
Юревичский	1	1	1	2	2	1,4
Дудичский	1	1	2	1	1	1,2
Савичский	2	1	2	2	2	1,8

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализ нефтеносности восточной части Центрального СТА, влияния разломной тектоники на формирование ловушек углеводородов неструктурного типа и мощности отложений нижней соленосной толщи с учетом применения современного программного обеспечения и технологии внедрения на производстве полно-азимутальной миграции (ES360) позволил обосновать новый поисковый

критерий выделения нефтеперспективных участков (sweet spots) в межсолевых и верхнесоленосных отложениях в условиях сокращенных толщин нижне-соленосной толщи.

Дальнейшее подтверждение прогнозных ловушек неструктурного типа в пределах Центрального СТА позволят наметить дополнительные методические подходы при проведении геологоразведочных работ как на новых площадях, так и на участках в пределах ранее открытых месторождений.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Айзберг, Р. Е.** Синрифтовая геодинамика Припятского прогиба / Р. Е. Айзберг, Т. А. Старчик. – Минск : Беларус. навука, 2013. – 146 с.
2. **Ажгиревич, Л. Ф.** Литолого-геохимическая характеристика надсолевых девонских отложений в связи с их нефтегазоносностью / Л. Ф. Ажгиревич, В. А. Лапуть, Л. М. Палер // Вопросы нефтяной геологии. – Минск, 1975. – С. 190–207.
3. **Бескопыльный, В. Н.** Об основном очаге нефтегазообразования в Припятском нефтегазоносном бассейне / В. Н. Бескопыльный // Изв. АН СССР. Сер. геологическая. – 1975. – № 10. – С. 169.
4. **Бескопыльный, В. Н.** Карта структурного районирования подсолевого комплекса Припятского прогиба для задач эффективного освоения ресурсов углеводородов / В. Н. Бескопыльный, Р. Е. Айзберг, Я. Г. Грибик. – Масштаб 1 : 200 000. – Минск, 2011. – 1 к.
5. **Бескопыльный, В. Н.** Карта структурного районирования межсолевого комплекса Припятского прогиба для задач эффективного освоения ресурсов углеводородов / В. Н. Бескопыльный, Р. Е. Айзберг, Я. Г. Грибик. – Масштаб 1 : 200 000. – Минск, 2011. – 1 к.
6. **Бескопыльный, В. Н.** Пояснительная записка к картам структурного районирования подсолевого и межсолевого комплексов Припятского прогиба для решения задач эффективного освоения ресурсов углеводородов // В. Н. Бескопыльный, Р. Е. Айзберг, Я. Г. Грибик. – Гомель : РУП «ПО «Белоруснефть», 2011. – 41 с. : ил.
7. **Гарецкий, Р. Г.** Глубинное строение Припятского палеорифта / Р. Г. Гарецкий, С. В. Клушин // Докл. АН СССР. – 1987. – Т. 297, № 6. – С. 1438–1442.
8. **Горелик, З. А.** О времени образования и типах залежей нефти на территории Припятской впадины / З. А. Горелик // Новые данные по геологии и нефтегазоносности Припятской впадины и смежных районов. – М., 1968. – С. 248–253.
9. **Зуй, В. И.** Структура теплового поля Припятского прогиба / В. И. Зуй // Мониторинг. Наука и технологии. – 2014. – № 1. – С. 16–22.
10. **Карпов, В. А.** О некоторых факторах, влияющих на формирование нефтяных залежей в центральной части прогиба / В. А. Карпов // Прогноз нефтегазоносности и направление поисков нефтяных месторождений в Припятском прогибе. – Минск, 1976. – С. 177–179.
11. **Конюшенко, А. С.** Опыт применения технологии ES360 и AVAZ инверсии в условиях солянокупольной тектоники на Южно-Осташковичском месторождении для изучения трещиноватости в межсолевых и подсолевых карбонатных коллекторах верхнего девона Припятского прогиба / А. С. Конюшенко, В. Д. Солган, В. М. Шумиляк // Літасфера. – 2014. – № 2. – С. 146–154.
12. **Монкевич, К. Н.** Пермские и триасовые отложения Припятского прогиба / К. Н. Монкевич. – Минск : Наука и техника, 1976. – 102 с.
13. **Рынский, М. А.** Условия формирования нефтяных месторождений Припятской впадины : автореф. дис. ... канд. геол.-минер. наук : 04.00.17 / М. А. Рынский ; ВНИГНИ. – М., 1974. – 18 с.
14. **Стратиграфические** схемы докембрийских и фанерозойских отложений Беларуси: объясн. зап. / под ред. С. А. Кручека [и др.]. – Минск : БелНИГРИ, 2010. – 282 с. + приложение из 15 стратиграфических схем.
15. **Шарунов, А. А.** Выбор первоочередных объектов для проведения геологоразведочных работ на углеводороды с учетом информативных критериальных подходов (на примере Южной структурно-тектонической зоны Припятского прогиба) / А. А. Шарунов // Літасфера. – 2022. – № 2 (57). – С. 139–150.

Артыкул паступіў у рэдакцыю 14.02.2025

Рэцэнзент І. Р. Захарыя

ПОШУК НЕСТРУКТУРНЫХ ПАСТАК ВА ЎМОВАХ ФАРМІРАВАННЯ НАДРАЗЛОМНАЙ ТРЭШЧЫНАВАТАСЦІ ЦЭНТРАЛЬНАГА СТРУКТУРНА-ТЭКТАНІЧНАГА АРЭАЛА ПРЫПЯЦКАГА ПРАГІНУ

А. А. Шаруноў, Д. М. Барабанова

РУП «Вытворчае аб'яднанне “Беларуснафта”»
Беларускі навукова-даследчы і праектны інстытут нафты
вул. Кніжная, 15а, 246003, Гомель, Беларусь
E-mail: a.sharunov@eloil.by
E-mail: d.barabanova@beloil.by

Ва ўмовах сучаснай геолога-геафізічнай вывучанасці Прыпяцкага прагіну відавочны факт непасрэднага ўплыву разломнай тэктонікі на фарміраванне пастак вуглевадародаў незалежна ад агульнапрызнаных сусветных тэорый паходжання нафты і іх вытворных. Гэта абумоўлена тым, што разломы з'яўляюцца не толькі прыроднымі артэрыямі дастаўкі вуглевадародаў у будучыя пасткі, але і надзейнымі экранамі пры іх канчатковым фарміраванні. У прадстаўленай рабоце разглядаюцца метадычныя аспекты прагнозу новых нафтаперспектыўных пастак у адкладах міжсалавога і верхнесалёнага комплексаў Цэнтральнага структурна-тэктанічнага арэала на прыкладзе міжсалавых залежаў Гарцаўскага радовішча.

Ключавыя словы: адклады, гарызонт, залеж, комплекс, радовішча, пастка, даследаванні, магутнасць, свідравіна, тэктанічнае парушэнне, геологаразведка.

SEARCH FOR NON-STRUCTURAL TRAP S. IN CONDITIONS OF SUPRA-FAULT FRACTURING FORMATION IN THE CENTRAL STRUCTURAL AND TECTONIC AREA OF THE PRIPYAT TROUGH

A. Sharunov, D. Barabanova

State Production Association “Belorusneft”
Belarusian Oil Research and Design Institute
15a Knizhnaya St, 246003, Gomel, Belarus
E-mail: a.sharunov@beloil.by
E-mail: d.barabanova@beloil.by

In the conditions of modern geological and geophysical study of the Pripyat trough, the fact of the direct influence of fault tectonics on the formation of hydrocarbon traps is obvious, regardless of the generally accepted world theories of the origin of oil and their derivatives. This is due to the fact that faults are not only natural arteries for the delivery of hydrocarbons to future traps, but also reliable shields during their final formation. This paper examines the methodological aspects of predicting new oil-prospective traps in the sediments of the inter-salt and upper-sediment complexes of the Central structural and tectonic area using the example of the inter-salt deposits of the Gartsevskoye field.

Keywords: sediments, horizon, deposit, complex, deposit, trap, research, capacity, well, tectonic disturbance, aggregation, geological exploration.