

DOI 10.24412/2949-4052-2026-1-44-63

УДК 555.98 (574.14)

ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОЙМАША

© Попков Василий Иванович, Попков Иван Васильевич

ФГБОУ ВО «Кубанский государственный университет»,

г. Краснодар, Российская федерация

Аннотация. Падающая добыча и снижение ресурсной базы углеводородов в платформенном чехле нефтегазоносных бассейнов делают проблему поисков нефти и газа в глубокозалегающих осадочных комплексах и породах фундамента актуальной и практически значимой задачей. Несмотря на открытие во многих нефтегазоносных регионах мира промышленных скоплений углеводородов в магматических и метаморфических породах, слагающих фундамент осадочных бассейнов, до настоящего времени отсутствуют однозначные решения по ключевым теоретическим проблемам, таким как условия и факторы, контролирующие формирование в них резервуаров нефти и газа. Все это существенно затрудняет и замедляет геологоразведочный процесс в этих перспективных комплексах пород. Решение данных вопросов позволит более целенаправленно вести поисково-разведочные работы на нефть и газ, повысить их эффективность. В последние десятилетия, особенно после открытия крупных скоплений на шельфе Вьетнама, повышенный интерес привлекают гранитоидные интрузивы. В данной работе объектом исследований является Оймашинское нефтяное месторождение, по которому накоплен достаточно обширный геолого-геофизический материал, позволяющий определить закономерности размещения нефти в гранитном массиве. В процессе работы проанализированы материалы полевых геофизических исследований (сейсморазведки, грави- и магниторазведки), геофизических исследований скважин, пластоиспытаний и опробовательских работ в скважинах, данные о коллекторских свойствах пород, составе пластовых флюидов. Рассмотрены факторы, контролирующие формирование емкостных свойств гранитного массива. Полученные результаты могут быть использованы в практике геологоразведочных работ и в других нефтегазоносных регионах.

Ключевые слова: гранитная интрузия, коллектор, резервуар, залежь нефти, перспективы нефтегазоносности.

FEATURES OF THE STRUCTURE AND FORMATION CONDITIONS OF THE OYMASHA DEPOSIT

© Popkov Vasily Ivanovich, Popkov Ivan Vasilyevich

Federal State Budget Educational Institution of Higher Education «Kuban State University», Krasnodar, Russian Federation

Summary. Declining production and a decrease in the hydrocarbon resource base in the platform cover of oil and gas basins make the search for oil and gas in deep-lying sedimentary

³ **Для цитирования:** Попков В.И., Попков И.В. Особенности строения и условия формирования месторождения Оймаша // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов. 2026. № 1. С. 44-63. DOI 10.24412/2949-4052-2026-1-44-63

complexes and basement rocks an urgent and practically significant task. Despite the discovery of industrial accumulations of hydrocarbons in igneous and metamorphic rocks forming the foundation of sedimentary basins in many oil and gas-bearing regions of the world, there are still no unambiguous solutions to key theoretical problems, such as the conditions and factors controlling the formation of oil and gas reservoirs in them. All this significantly complicates and slows down the exploration process in these promising rock complexes. Solving these issues will allow for more targeted exploration for oil and gas, and increase their efficiency. In recent decades, granitoid intrusions have attracted increased interest, especially after the discovery of large accumulations on the Vietnamese shelf. In this work, the object of research is the Oymashinskoye oil field, which has accumulated quite extensive geological and geophysical material that allows us to determine the patterns of oil placement in the granite massif. In the course of the work, materials from field geophysical studies (seismic, gravity and magnetic exploration), geophysical studies of wells, reservoir testing and testing work in wells, data on the reservoir properties of rocks, and the composition of reservoir fluids were analyzed. The factors controlling the formation of the capacitive properties of the granite massif are considered. The results obtained can be used in the practice of geological exploration in other oil and gas regions.

Keywords: granite intrusion, reservoir, oil Deposit, prospects for oil and gas potential.

Введение. По мере истощения запасов углеводородов в осадочном чехле нефтегазоносных территорий геологоразведочными организациями все больше внимания уделяется вопросам поиска нефти и газа в породах фундамента. Несмотря на то, что в различных нефтегазоносных провинциях мира открыто уже несколько сотен месторождений в магматических и метаморфических породах, в настоящее время нет надежных методик их прогноза и поиска. Методические подходы, применявшиеся при поисках скоплений углеводородов (УВ) в осадочном чехле, здесь не работают, поскольку емкостно-фильтрационные свойства пород фундамента определяются вторичными процессами. Представительный научный материал по известным скоплениям в фундаменте ограничен, опыта поисково-разведочных работ в этом сложно построенном комплексе, мало. Поэтому проблема, рассматриваемая в представленной статье, обладает несомненной актуальностью.

В настоящей работе последовательно и достаточно детально освещена эволюция представлений об условиях и факторах, контролирующих строение нефтяного резервуара в породах фундамента Оймашинского месторождения.

Методы исследований. В основу исследований положен всесторонний анализ геолого-геофизических материалов о строении месторождения Оймаша. Детально изучен керновый материал скважин. Проанализированы материалы полевых геофизических исследований (сейсморазведки, грави- и магниторазведки), геофизических исследований скважин, пластоиспытаний и опробовательских работ в скважинах, данные о коллекторских свойствах пород, составе пластовых флюидов. Рассмотрены факторы, контролирующие формирование емкостных свойств гранитного массива. Проанализированы имеющиеся литературные сведения о нефтегазоносности фундамента других регионов, факторах, контролирующих формирование в нем скоплений УВ.

Опираясь на корректный фактический материал в нашей статье дан критический анализ наиболее распространенных представлений о строении Оймашинского месторождения.

Результаты исследований. Месторождение Оймаша расположено в пределах Песчаномыско-Ракушечной зоны сводовых поднятий, осложняющих южный борт Южно-Мангышлакского прогиба (рис.1). В строении осадочного разреза принимают отложения юрско-неогенового платформенного чехла и доплитного комплекса, представленного здесь терригенной и вулканогенно-карбонатной формациями верхнего и среднего триаса. Фундамент вскрыт скважинами на глубинах 3550-3660 м. Сложен он дислоцированными первично осадочными терригенными породами палеозоя, преобразованными в зеленосланцевой фации регионального метаморфизма, прорванными гранитоидной интрузией каменноугольного возраста. В зоне их контакта отчетливо видны следы термального воздействия магматического расплава на вмещающие отложения. В наиболее эродированных участках фундамента граниты выходят на его поверхность. На породах фундамента развита маломощная площадная кора выветривания [1 - 4].

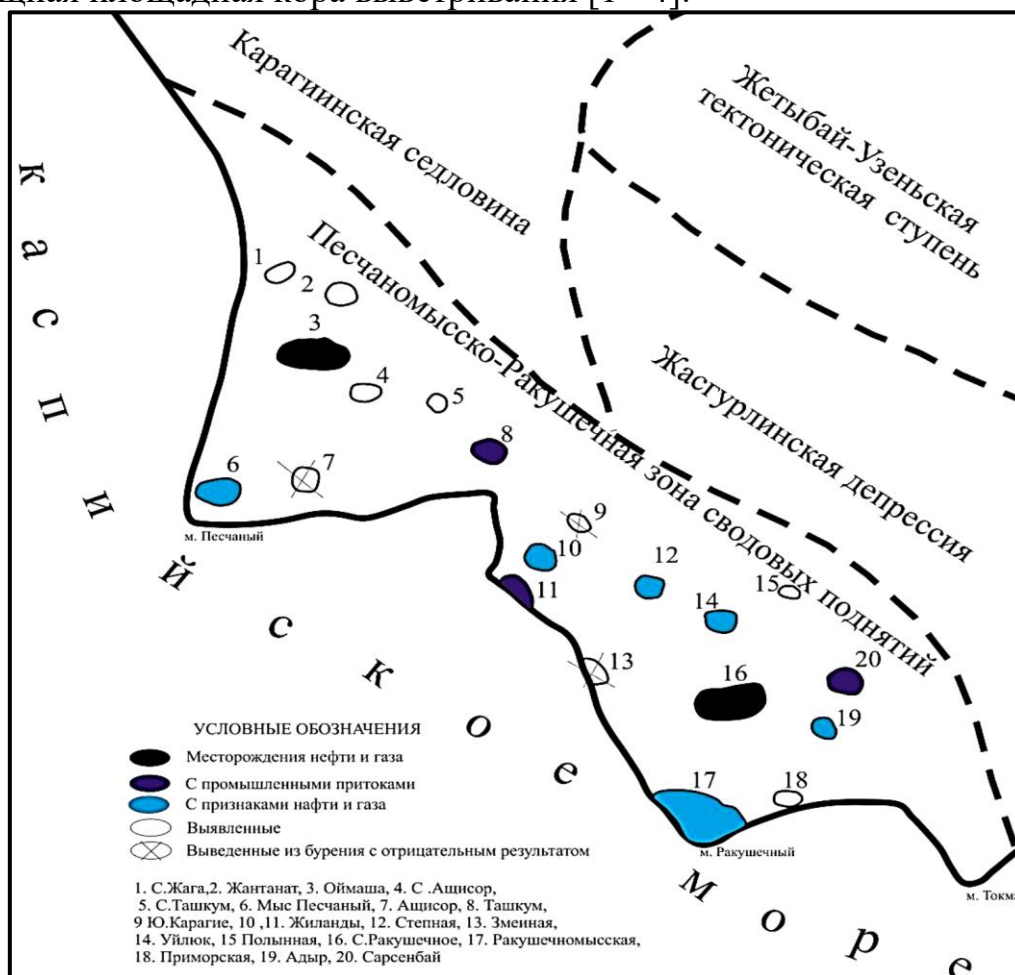


Рисунок 1 – Рис. 1. Обзорная схема района исследований

На выровненной денудационной поверхности фундамента залегают слабодислоцированные отложения среднего триаса. Следы контактового метаморфизма в них отсутствуют. Вверх по разрезу они сменяются терригенной толщей верхнего триаса, перекрытой юрско-неогеновыми отложениями платформенного чехла.

На месторождении установлены газонефтяная залежь в базальном горизонте нижней юры, а также залежи нефти в отложениях среднего триаса и в гранитах фундамента и гранитной интрузии. При этом 80 % запасов содержатся в гранитах. Небольшие притоки нефти были получены и из метаморфических пород фундамента [5].

Представления об особенностях геологического строения и нефтегазоносности Оймашинской площади менялись по мере ее разбуривания [6]. По первоначальным данным сейсморазведочных работ поднятие Оймаша рисовалось в виде брахиантиклинальной складки субширотного простирания с размерами 6,5×2,7 км и амплитудой около 30 м. В соответствии с проектом предусматривалось заложение поисковых скважин, расположенных двумя пересекающимися профилями по традиционной методике, применяющейся для опоискования антиклинальных структур. Бурение проектировалось на триасовые отложения глубиной 4450 м, вскрытие интрузивно-метаморфического комплекса фундамента не предполагалось, так как считалось, что он залегает здесь на значительных глубинах.

Однако первая пробуренная, как предполагалось «сводовая» скважина № 9, под отложениями триаса вошла в метаморфические породы палеозоя, а затем вскрыла граниты. Уже в этой скважине были установлены признаки нефти в гранитах, получены притоки нефти из метаморфических пород при пластоиспытаниях, а из отложений триаса – приток нефти дебитом 250 м³/сут. Пробуренные затем скважины № 10 и 11 на периклиналях поднятия оказались по подошве триасовых отложений гипсометрически выше скважины № 9, но притоков из триаса в них не было получено, а заложенная на северном крыле структуры скважина № 12 дала приток нефти из гранитов дебитом 350 м³/сут. (рис. 2). Таким образом, не обнаружилось сколько-нибудь очевидной связи между гипсометрией нефтеносных горизонтов и продуктивностью скважин. Керновый материал свидетельствовал, что нефть получали из объектов, представленных интенсивно трещиноватыми породами, гидротермально измененными, химически выветрелыми. На этом основании было высказано предположение о приуроченности скоплений нефти к участкам вторичного разуплотнения пород, связанных с зонами разрывных нарушений [7, 8].

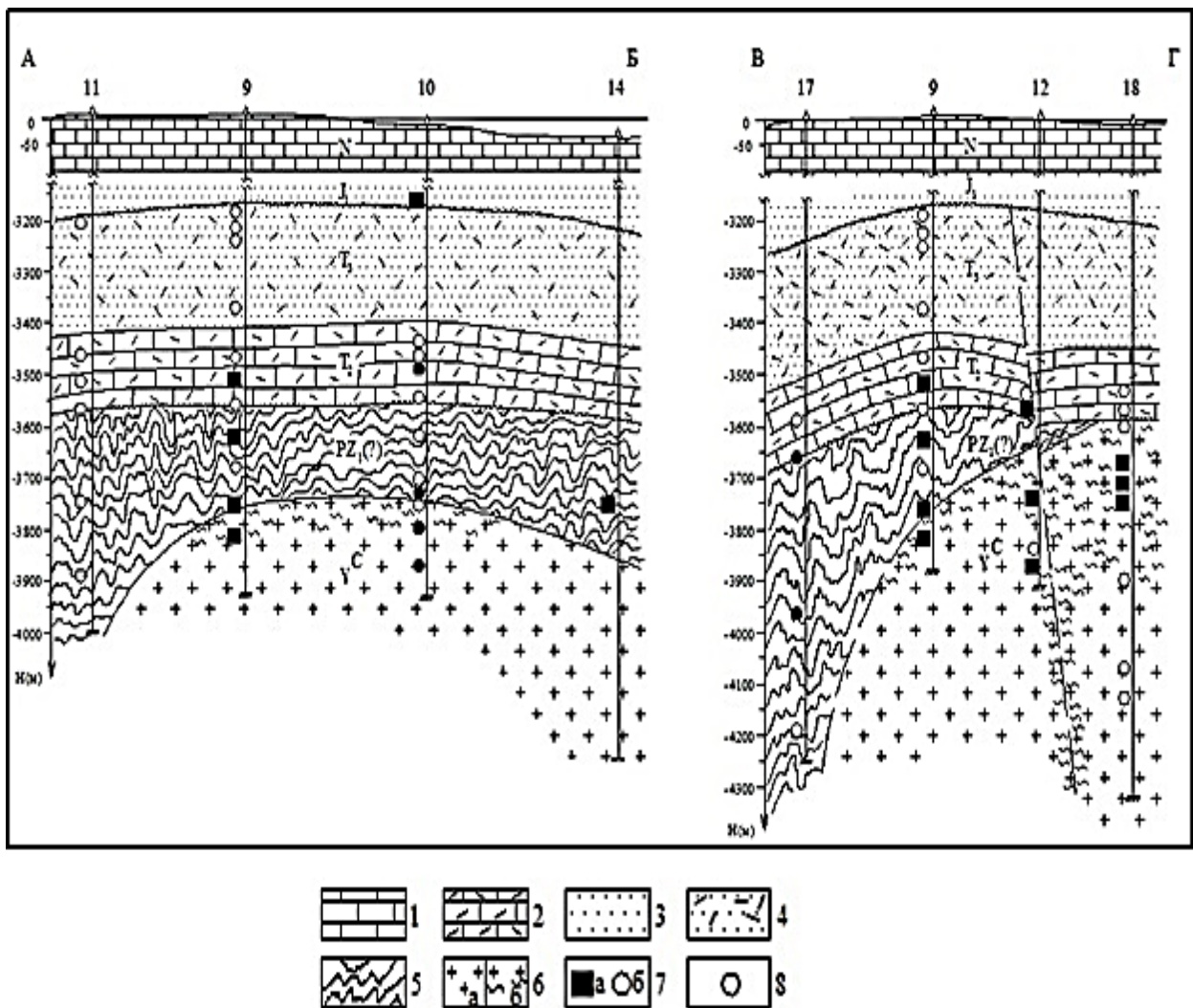


Рисунок 2 – Строение доюрской части разреза месторождения Оймаша [7, 8].

Местоположение разрезов см. на рис. 3

где: отложения: 1 – карбонатные, 2 – вулканогенно-карбонатные, 3 – терригенные, 4 – вулканогенно-терригенные; 5 – метаморфические породы; граниты: а – неизмененные, б – выветрелые; 7 – притоки: а – нефти, б – газа; 8 – притока не получено

Учитывая, что вторичные коллекторы связаны с трещинами и пустотами наиболее поздних генераций, был выполнен морфометрический анализ ландшафта дневной поверхности этой территории [8]. Было установлено, что Оймашинскому участку соответствует морфоаномалия, близкая к кольцевой, которая четко выделяется как на космо- и аэрофотоснимках, так и на топокартах (рис. 3), соответствующая блоку фундамента, имевшему определенную автономию подвижек в новейшее время.

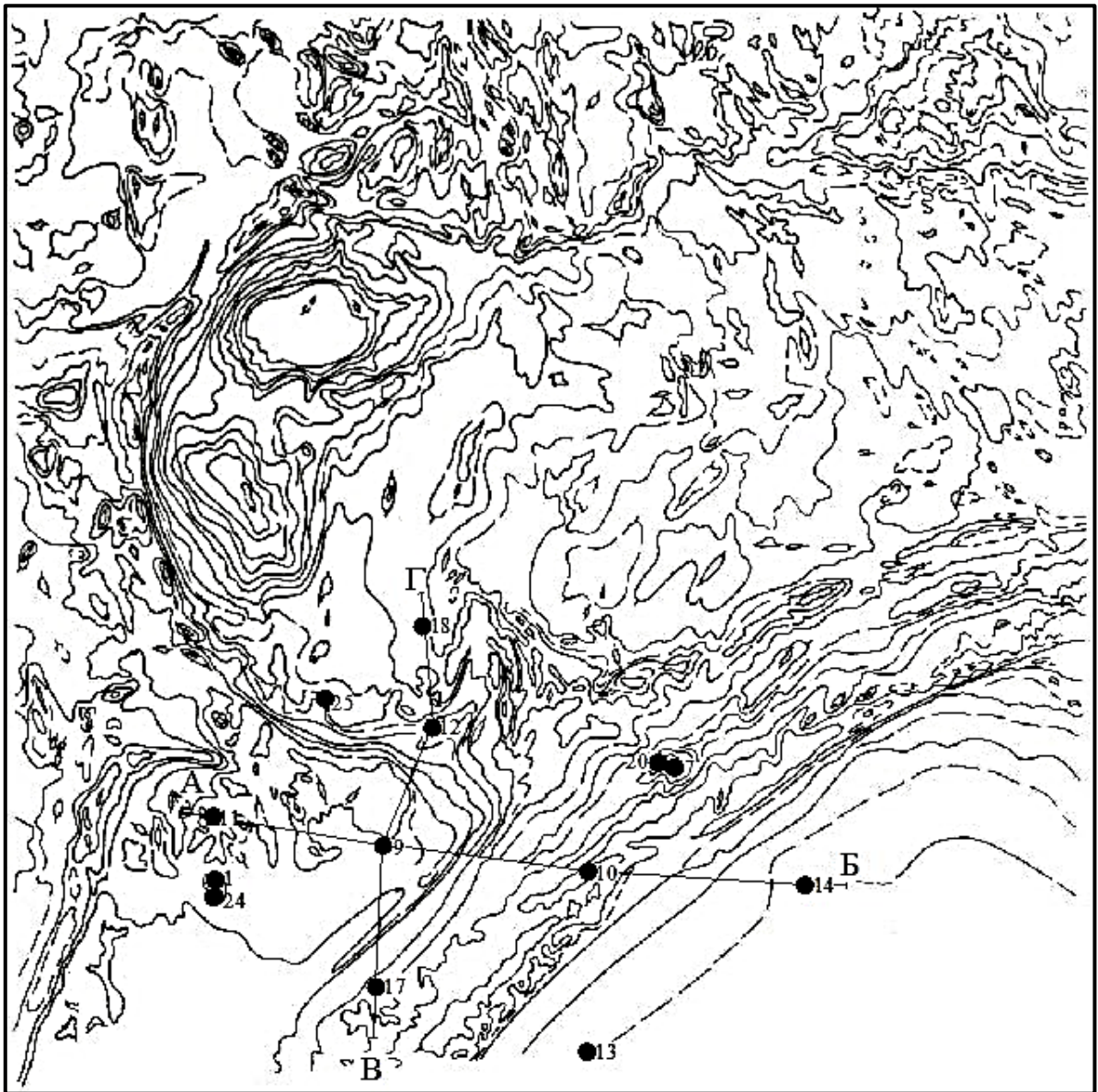


Рисунок 3 – Топографическая карта дневной поверхности площади Оймаша
А–Б, В–Г – линии геологических разрезов, приведенных на рис. 2

Существование блока подтверждалось и данными гравиметрических работ. В частности, установленная отрицательная аномалия поля силы тяжести оказалась приуроченной к наиболее приподнятому участку кровли гранитной интрузии (плотность гранитов ниже плотности вмещающих метаморфических пород), а конфигурация изоаномал четко соответствует западному полукольцевому ограничению выделенного блока (рис. 4), что, видимо, связано с резким погружением склона интрузии на этом участке. Подтвердили наличие блока и данные выполненной позже аэромагнитной съемки.

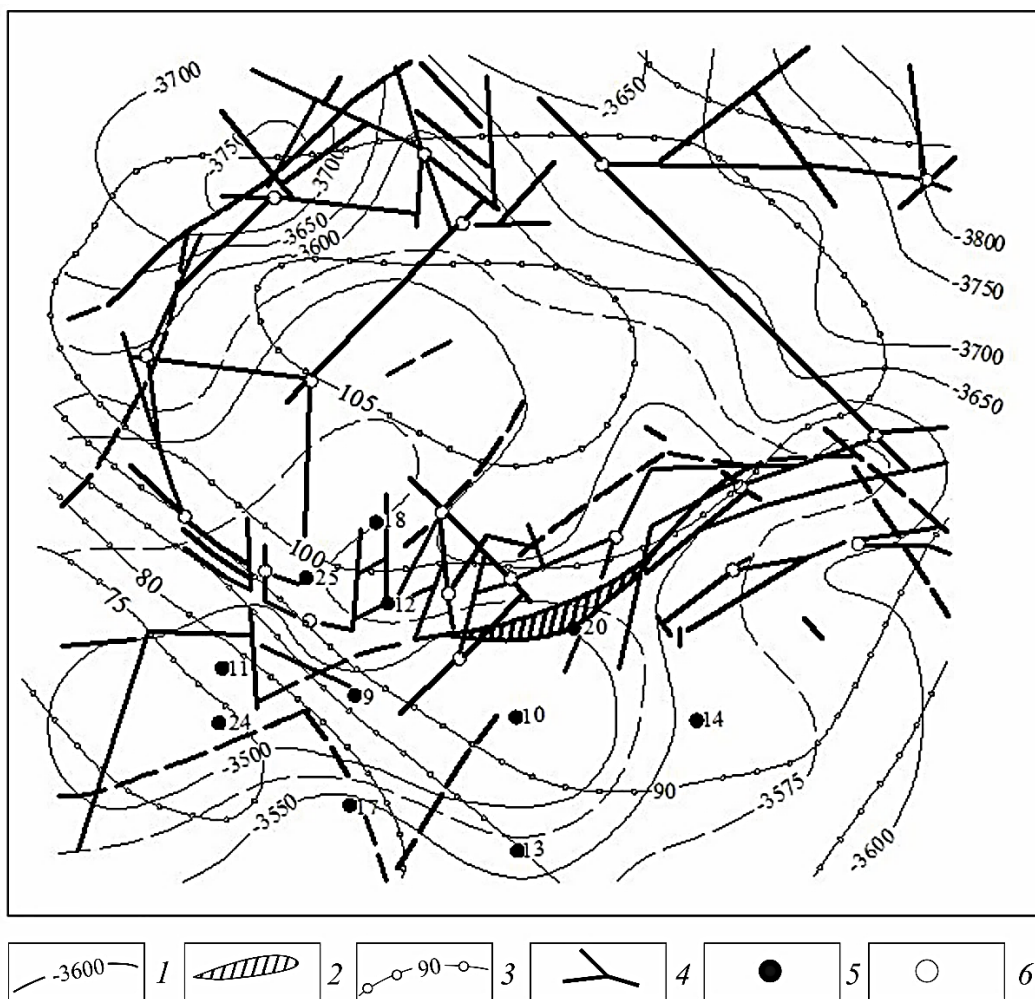


Рисунок 4 – Геолого-геофизическая схема площади Оймаша [6]

где: 1 – изогипсы по отражающему горизонту в подошве среднего триаса, 2 – зона потери корреляции отражающего горизонта, связанная с разрывным нарушением, 3 – изоаномалы геомагнитной индукции, в мГл, 4 – линеаменты дневного рельефа; скважины: 5 – пробуренные, 6 – рекомендуемые

На этом основании была предложена жильная модель Оймашинской нефтяных залежей в породах фундамента и отложениях триаса, исходя из ее морфологии [7, 8]. При этом предполагалось, что наиболее интенсивные процессы разуплотнения пород происходили в зонах дизъюнктивного ограничения блока, хотя и допускалась возможность получения притоков нефти и в зонах тектонических нарушений, оперяющих или пересекающих блок. Опираясь на эти заключения, были разработаны рекомендации по заложению ряда скважин на предполагаемые зоны трещиноватости. Последующие скважины № 16 и № 20 были заложены с учетом изложенных представлений о характере залежей. В скважине № 20 при испытании в колонне были получены интенсивные проявления нефти из гранитов (периодический кратковременный приток) и из сланцев фундамента, а промышленный приток с дебитом 72 м³/сут. был получен при испытании нижней пачки триасовых отложений. В скважине №

18 при пластоиспытаниях были получены притоки нефти, газа и воды из измененных гранитов, но затем, в связи с допущенным катастрофическим поглощением промывочной жидкости в процессе бурения, при испытании в колонне были получены лишь признаки нефти.

Непосредственно по предложенным рекомендациям было заложено еще шесть скважин (№№ 16, 22, 25, 26, 30, 31). Практически все скважины вскрыли зоны трещиноватости в доюрском разрезе. Промышленные притоки были получены из трещиноватых гранитов в скважинах №№ 16 и 25, расположенных, как и ранее пробуренная скважина № 12, на границе выделенного блока, а также в скважине № 31, находящейся в зоне рассекающего блок разрывного нарушения. В скважине № 26 при разбурировании триасовых отложений отмечались интенсивные газопроявления, но при испытании в колонне притоки не были получены. В скважине № 22 опробование вскрытых ею сильно измененных гранитов из-за аварии было проведено некачественно. Скважина № 30 вскрыла измененные граниты, в которых хотя и отмечались нефтепроявления по трещинам, однако при пластоиспытании соответствующего интервала приток не был получен, а в колонне этот интервал не опробовался [6].

Таким образом, керновый материал свидетельствовал, что все притоки получены из сильно трещиноватых и гидротермально измененных пород, имеющих локальное распространение. Данные бурения указывали также на приуроченность сильно измененных пород к зонам разрывов. Так, скважина № 18 под отложениями триаса на глубине 3577 м вскрыла практически свежие граниты, а затем с глубиной вторичная измененность гранитов стала возрастать и, наконец, на глубине 3727 м скважина вошла в сильно трещиноватые, перемятые (до милонитов) граниты, прослеженные до глубины 3800 м. Далее с глубиной интенсивность изменения гранитов снижалась, и скважина вновь вошла в неизменные граниты. Такая последовательность вскрытия измененных и неизменных гранитов и их милонитизация свидетельствует о том, что скважина пересекла зону крутопадающего тектонического нарушения [7]. Аналогичным образом объясняется наличие более чем 270-метрового интервала разрушенных и сильно измененных гранитов в разрезе скважины № 12, а также трещиноватых и гидротермально измененных сланцев и разуплотненных гранитов в скважине № 9. В скважинах, не вскрывших неизменные породы, притоки нефти не были получены.

Последующие исследования в целом подтвердили важную роль тектонического фактора в формировании емкостно-фильтрационных свойств пород фундамента, но оказалось, что резервуар в гранитном массиве имеет более сложное строение [9 – 11.].

Параллельно с этим предлагались и другие модели геологического строения Оймашинского месторождения. Так, основываясь на анализе материалов сейсморазведки МОГТ и глубокого бурения было высказано мнение, что граниты были внедрены «...в толщи сланцев и доломитизированных

карбонатов палеозоя и низов триаса» [12, с. 2]. На основе данных гравиразведки были также намечены контуры гранитного плутона. Кроме того, в работе указывалось, что скважинами №№ 9, 19 и 12 «...впервые на Мангышлаке вскрыта толща милонитизированных пород мощностью 160–200 м, залегающая между туффитами среднего триаса и кровлей гранитов в интервалах глубин 3546–3790 м» [13, с. 3]. Далее был сделан вывод о том, что «...на Оймаше вскрыт новый для Мангышлака тип залежей – неантиклинальный, приуроченный к коре выветривания (преобразования) гранитных интрузий» [там же, с. 3].

Необходимо отметить, что предположение об активном контакте гранитов и триасовых толщ явно ошибочно. Этому противоречат каменноугольный возраст гранитов, отсутствие следов термального воздействия магматического расплава на триасовые отложения, залегающих на размытой поверхности как метаморфических породах палеозоя, так и непосредственно на гранитах, на которых развита маломощная площадная кора выветривания [1, 2].

Ошибочно также утверждение о развитии мощной толщи милонитизированных пород на границе между средним триасом и гранитами, принимаемой в качестве «коры выветривания (преобразования) гранитных интрузий». Во-первых, милонит – это, как известно, тектонит, формирующийся в зонах разрывов, состоящий из тонко перетертого материала, частично перекристаллизованного в процессе динамометаморфизма и, соответственно, не может быть отнесен к образованиям коры выветривания. Во-вторых, в скважинах №№ 9 и 10 не установлено столь мощных интервалов раздробленных пород. Кроме того, милониты, сопровождающие разрывные нарушения, установлены и в других интервалах разреза, включая глубокие горизонты фундамента. Существенно иными оказались контуры и размеры гранитного массива, чем это предполагалось в рассматриваемой работе.

Иная модель строения Оймашинского месторождения была предложена в работе [13]. На основании анализа материалов гравиметрии, сейсморазведки и глубокого бурения автором выделен ряд разломов, которыми фундамент разбит на отдельные блоки (рис. 5). «Тело гранитной интрузии, являющееся вмещителем нефтяной залежи, расположено между разломами С1, С2, С3, С5... Характерно, что в пределах блока, заключенными между упомянутыми разломами, измененные граниты вскрыты или под остаточной корой выветривания (скв. 9, 12, 16, 25), или под сланцевой толщей и корой выветривания (скв. 20, 22). В толщу, объединенную под названием «остаточная кора выветривания», входит довольно широкий набор горных пород. Это интенсивно метаморфизованные туфы, песчаники и аргиллиты, нарушенные взаимопересекающимися окварцованными трещинами. Это каолинитизированные породы с примесью неразложенного материнского (гранитного) материала. Это пятнистые породы роговиковой структуры, возникшие вследствие воздействия интрузивных масс. Это породы, подвергшиеся милонитизации и сцементированные до милонита. «Остаточная

кора выветривания» в целом представляется покрывкой (броней) для нефтяной залежи в ниже залегающих измененных гранитах. Полученные из этой толщи притоки нефти и воды в скв.9, 18 являются незначительными и вторичными» [13, с. 1-2].

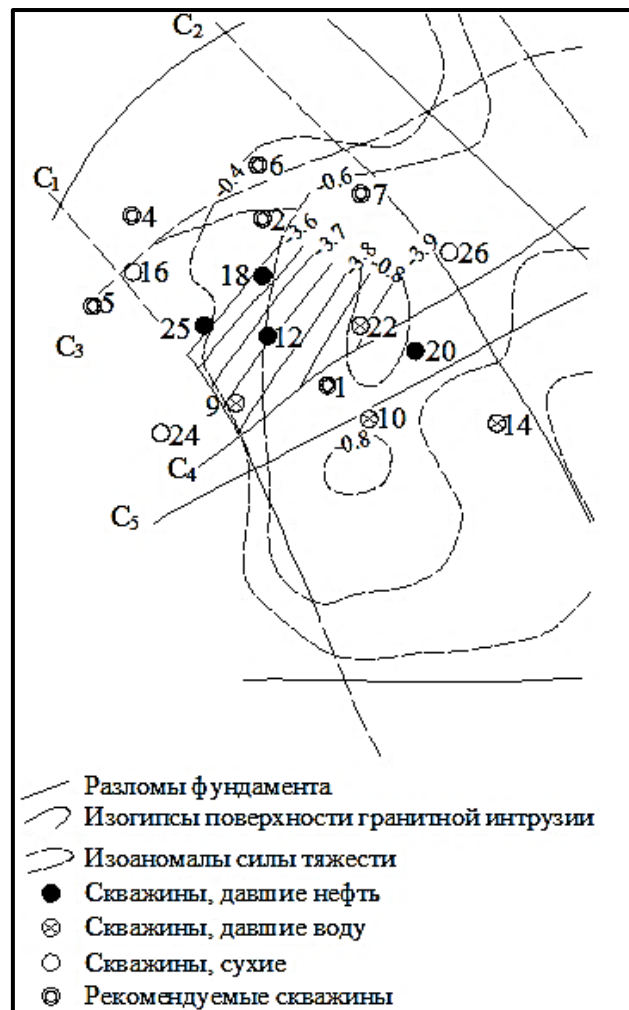


Рисунок 5 – Оймаша. Структурная схема поверхности гранитной интрузии [13]

В качестве объекта разведки рассматривается блок гранитов, заключенный между вышеуказанными разломами. Судя по рис. 6, предполагается массивный тип залежи в гранитах [13]. Комментарии по этому вопросу в работе отсутствуют. Нет также объяснения, почему именно выделенный блок представляет первоочередной интерес. Обращает на себя внимание и весьма вольная трактовка понятия «кора выветривания», в результате чего в ее состав попали метаморфические породы без видимых следов выветривания, роговики, милониты, «каолинитизированные породы». Не ясен также и возраст коры выветривания, развитой на каменноугольных гранитах и сохранившейся на метаморфических толщах палеозоя, тем более что имеются убедительные свидетельства активного контакта гранитоидов с вмещающими их

палеозойскими толщами, выразившиеся в формировании мощной зоны термального метаморфизма [2, 14].

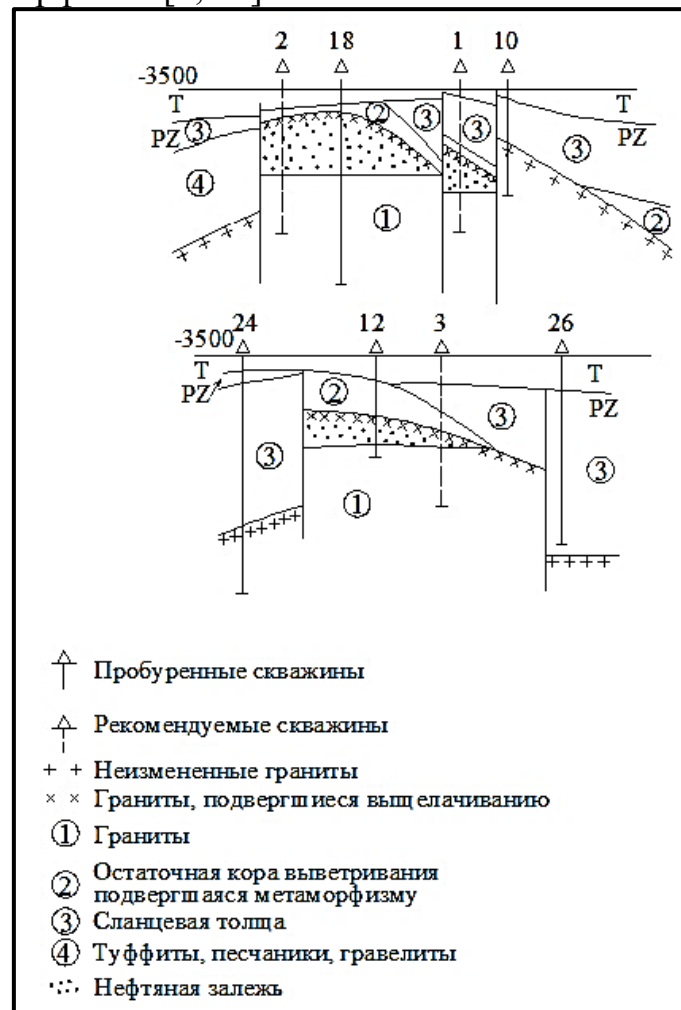


Рисунок 6 – Геологические разрезы, иллюстрирующие строение доюрской части разреза месторождения Оймаша [13]

Особого внимания заслуживают представления о строении нефтяной залежи в гранитном массиве Оймаша, изложенные в работе специалистов КазНИПИнефть [14], поскольку данные построения использованы при подсчете запасов месторождения [15] с последующей их постановкой на государственный баланс, а также легли в основу технологической схемы разработки месторождения. Данные авторы считают, что ловушка, содержащая нефтяную залежь, имеет разломно-блоковую природу (рис. 7). Месторождение приурочено к приподнятому блоку II северо-западного простирания, граничащего с востока и запада с опущенными блоками I и III. Наиболее отчетливо, по их мнению, проявляется западная граница приподнятого блока, восточная выделяется по фрагментарным тектоническим нарушениям и требует дальнейшего уточнения.

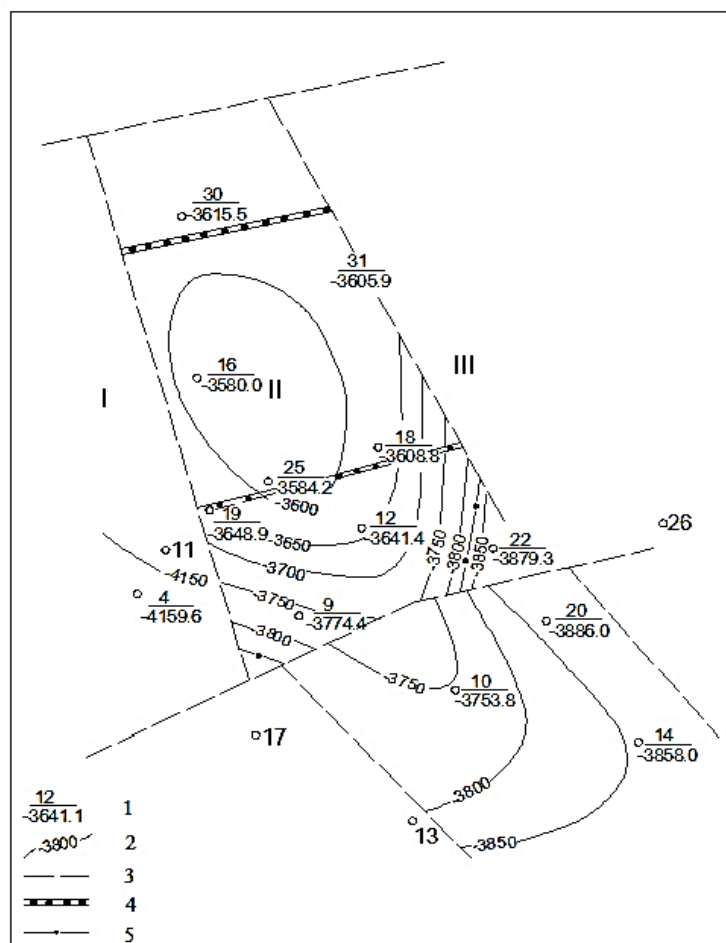


Рисунок 7 – Карта поверхности гранитной интрузии [14]

где: 1 – в числителе – номер скважины, в знаменателе – абсолютная отметка поверхности гранитов; 2 – изогипсы поверхности гранитов; 3 – тектонические нарушения; 4 – дайки диабазов; 5 – контур промышленной нефтегазоносности

В разрезе гранитного массива указанными авторами по степени изменения выделены следующие типы гранитов: неизменные, измененные и сильноизмененные (рис. 8). Неизменные гранитоиды наиболее распространены и представлены порфировидными светло-серыми гранитами и розовыми граносиенитами. Для них характерно наличие субвертикальных ($70-80^{\circ}$) трещин. Стенки трещин зачастую хлоритизированы, вдоль стенок до глубины 2-3 см наблюдается выветрелость калиевых полевых шпатов.

Подчиненную роль играют субгоризонтальные трещины, секущие и смещающие вертикальные. Часть данных трещин (до 3-5 мм) залечена черным окисленным битумом, кварцем, сидеритом, реже – пиритом. Без какой-либо закономерности наблюдаются участки слабо катаклазированных разностей, в которых выветривание калиевых полевых шпатов достигает 10-15 % [14].

Как можно видеть из приведенной выше характеристики «неизменных гранитоидов», отнесение их к данной категории в достаточной степени субъективно.

Измененные граниты отличаются интенсивным (до 50-60 %) выветриванием полевых шпатов, за счет чего порода приобретает грязно-белую окраску. Гранитная структура, за исключением отдельных участков, обычно сохраняется. Плагноклазы сильно серицитизированы, калиевые полевые шпаты пелитизированы.

Сильноизмененные граниты грязно-белого цвета. Гранитная структура нарушена с образованием катакластической крупно- и среднезернистой до мелкозернистой структуры. Наиболее значительная мощность (20-150 м) измененных и сильноизмененных гранитоидов, фиксирующаяся в скважинах №№ 10, 12, 18, 22, возможно связана с древними зонами дробления. В некоторых скважинах подсечены дайки диабазовых порфиритов [14].

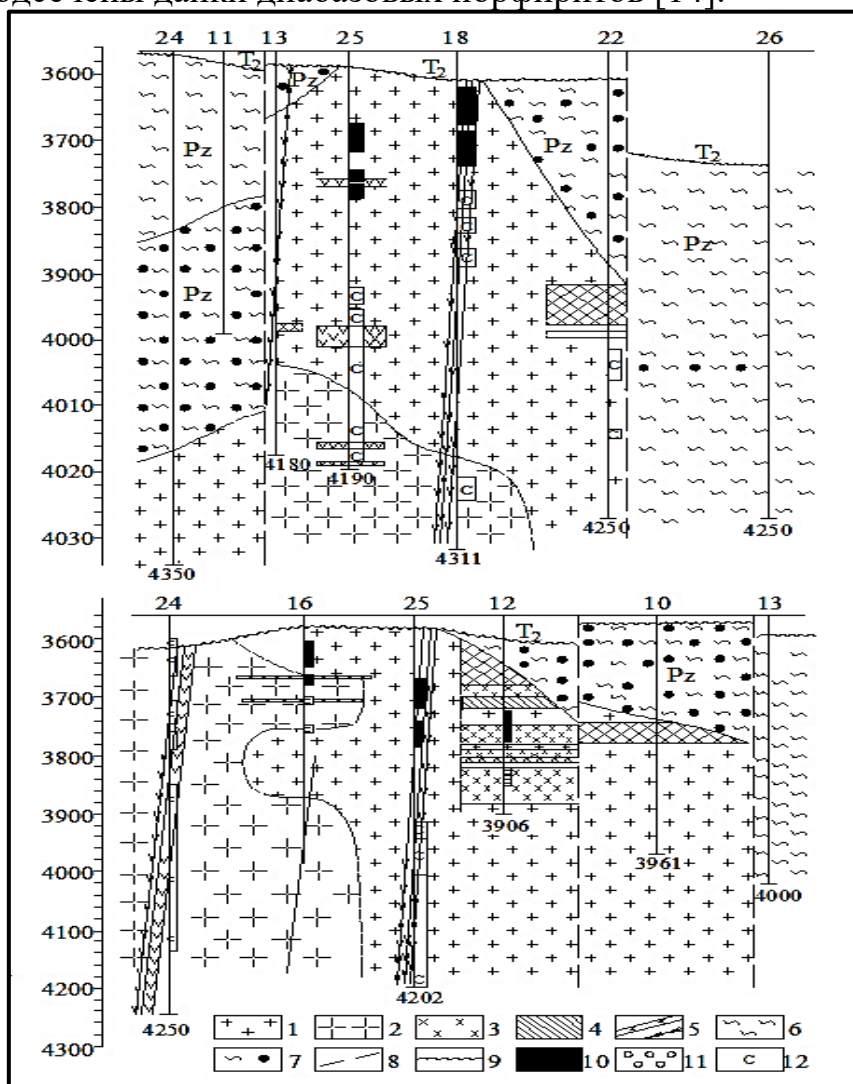


Рисунок 8 – Профильные разрезы гранитной интрузии [14]

где: 1 – неизменные граниты; 2 – неизменные граносиениты; 3, 4 – граниты, граносиениты: 3 – измененные, 4 – сильноизмененные; 5 – дайки диабазов; 6 – отложения палеозоя; 7 – пятнистые (контактово-измененные) углистые сланцы палеозоя; 8 – тектонические нарушения; 9 – несогласное залегание триасовых отложений; 10 – нефть; 11 – вода; 11 – приток отсутствует

Ловушкой для залежи является приподнятый блок II гранитной интрузии, а саму залежь следует относить к массивным, тектонически экранированным. При этом предполагается наличие между скважинами № 12 и №№ 16 и 25 экрана, разделяющего продуктивный блок на две обособленные гидродинамические системы. Экраном считаются дайки диабазов восток – северо-восточного простирания. В качестве доказательства приводятся гидродинамические исследования индикаторным методом по радону, проведенные в скважинах №№ 30 и 1Э [14]. В дальнейшем, как отмечают авторы, предстоит выработать критерии, определяющие нефтегазоносность таких объектов. Наибольший интерес при этом представляют приподнятые блоки, претерпевшие более значительные процессы катаклаза.

В рассмотренной модели резервуара также имеются спорные места. Так, например, указывается, что наиболее мощные зоны измененных и сильноизмененных гранитов приурочены к древним зонам дробления, однако «...даже самая высокая степень истирания пород, в результате которой формируются милониты, не всегда ведет к образованию зон дробления, с которыми связываются высокие коллекторские свойства пород» [14, с. 74]. Если говорить о «самой высокой степени истирания пород», то здесь авторы, безусловно, правы. Но вряд ли этот вывод может быть распространен на менее разрушенные породы, не превращенные в милониты. Более того, как отмечается в цитируемой работе, «емкостные характеристики различных видов гранитов, установленных по лабораторным анализам керн, существенно отличаются. Открытая пористость сильноизмененных гранитов варьирует от 2,8 до 13,4 %, измененных – от 0,7 до 6,6 %, неизмененных – от 0,1 до 3,8 %. Трещинная пористость, характеризующая полезную емкость последних, составляет от 0,01 до 1,1 %. По фильтрационной схеме рассматриваемые граниты мало отличаются друг от друга и имеют проницаемость одного порядка» [там же, с. 75].

Из приведенного выше материала можно сделать вывод, что основной емкостью в гранитном массиве обладают прежде всего дезинтегрированные породы, приуроченные к зонам дробления. Следовательно, поиск таких зон – одна из первоочередных задач. Как их прогнозировать и какое их возможное местоположение на Оймаше, авторами рассмотренной модели не указывается.

Требуется дополнительное обоснование трассирование даек диабазовых порфириров, поскольку в скважинах не производился отбор пространственно ориентированного керн, а значит ими могли быть вскрыты различные по простиранию магматические тела. Не ясно также, почему дайки должны быть экранами, поскольку они, как и рассекаемые ими породы, подвергались воздействию тектонических напряжений и трещинообразованию. Заключение об экранирующей роли даек было опровергнуто более поздними специальными гидродинамическими исследованиями на месторождении [16].

Искусственно выглядят и принятые границы нефтяной залежи в гранитном массиве, что в последствии подтвердилось в процессе ее разработки. Без

существенных изменений данная модель резервуара в гранитном массиве была сохранена и при последующем пересчете запасов нефти и газа (рис. 9, 10).

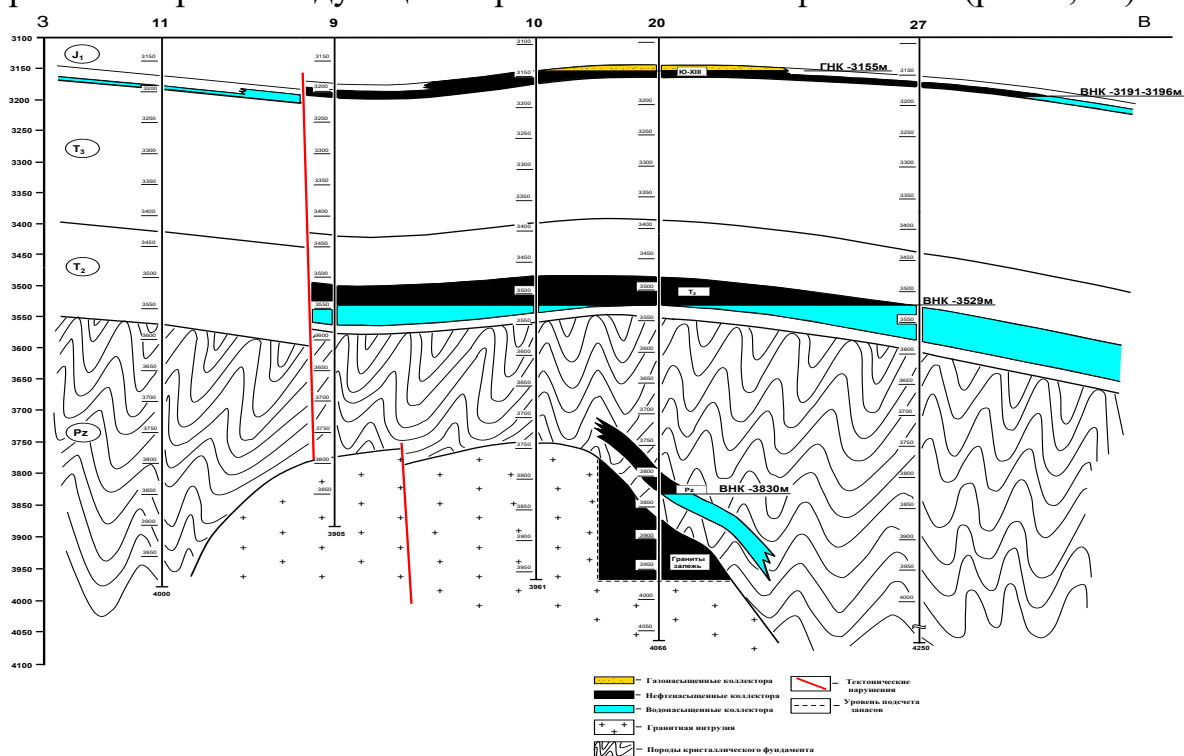


Рисунок 9 – Месторождение Оймаша. Геологический разрез по линии скважин 11 – 16 – 27 [16]

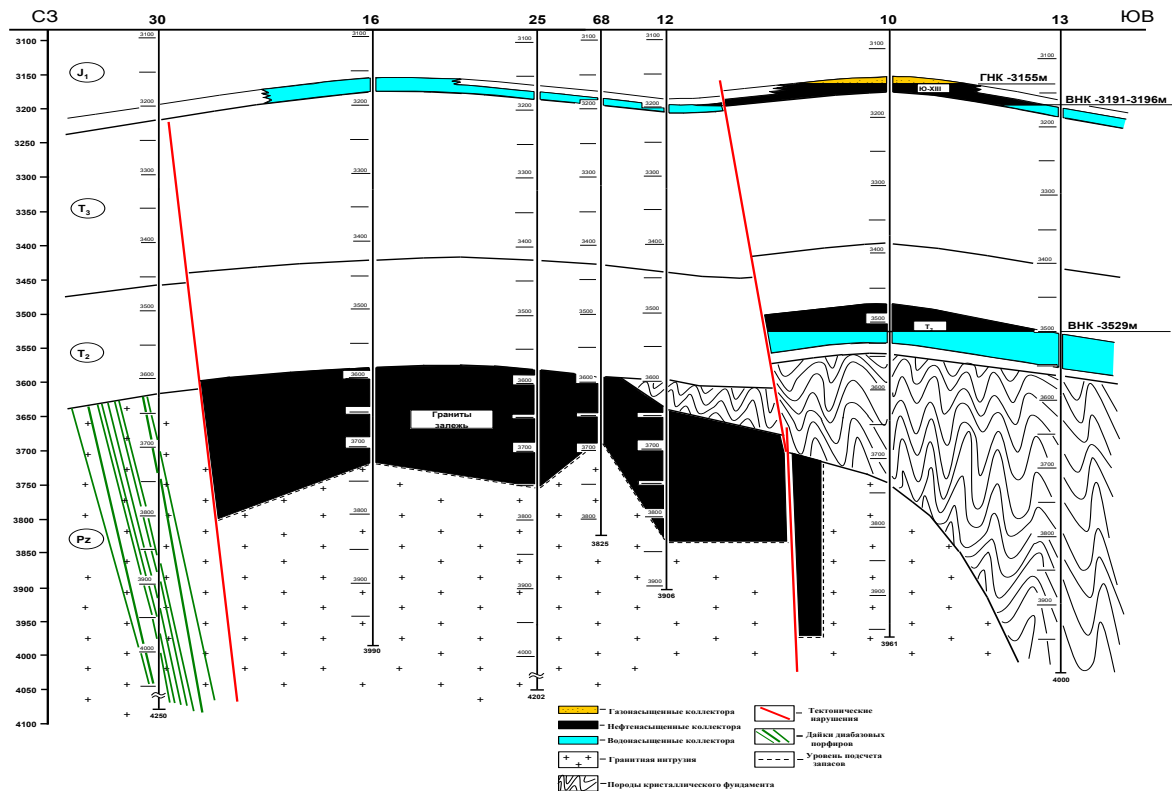


Рисунок 10 – Месторождение Оймаша. Геологический разрез по линии скважин 30 – 68 – 13 [16]

Эта же информация о строении месторождения повторяется под авторством и других исследователей в [17, 18], которая заимствована из работы [16]. То же самое относится и к обоснованию факторов, контролирующих формирование емкостно-фильтрационных свойств гранитов, подробно рассмотренных ранее в статьях [6, 8, 9]. В связи с этим названные выше публикации здесь не анализируются.

Заключение. Проведенный критический анализ построений различных авторов подчеркивает, с одной стороны, сложность строения нефтяного резервуара в гранитном массиве месторождения Оймаша, а с другой – необходимость соответствующей подготовки геологов-нефтяников в области петрографии магматических и метаморфических пород.

Комплексный анализ разнопланового геолого-геофизического материала по Оймашинскому месторождению, привлечение данных из рудничной геологии позволили нам предложить свою оригинальную модель строения резервуара в гранитоидном массиве [6, 8], не утратившую своей актуальности и в настоящее время. Подробно этот вопрос рассмотрен в статьях [5, 10]. Несомненно, что разработанная нами модель резервуара, более полно учитывающая имеющийся фактический материал, нежели модели других авторов, также не может считаться окончательной, поскольку строение месторождения до конца не изучено и появление новых данных позволит ее модернизировать или даже заменить на новую.

Не вызывает сомнения, что месторождение Оймаша осталось недоразведанным. Так, по материалам гравиразведки к северо-востоку от разведочных скважин №№ 30, 31 выделяется обширный блок, имеющий сходные структурно-тектонические условия с продуктивным блоком, который не охвачен бурением. В его пределах выделяется участок с благоприятными коллекторскими свойствами [6, 19], представляющий практический интерес.

Не установлена нижняя граница нефтегазоносности фундамента. Учитывая материалы керн, отобранного в поисково-разведочных скважинах, результаты интерпретации сейсморазведки МОГТ-3Д методом CSP [19], нижняя граница нефтегазоносности гранитоидов Оймаша располагается, возможно, гораздо глубже уровня разведанных запасов. Этаж нефтегазоносности залежи в гранитах Оймаша порядка 250 м, скважина № 12 прошла бурением по гранитам 267 м, но и на забое 3905 м были подняты трещиноватые граниты со следами выветривания, содержащие в трещинах подвижную нефть [7].

Остается совершенно не изученной залежь в метаморфических породах – вероятный резерв прироста запасов нефти.

Для выявления и оконтуривания зон разуплотненных (трещиноватых) пород-коллекторов гранитном интрузиве и метаморфических породах целесообразно проведение высокоразрешающих сейсморазведочных работ 3Д с

использованием метода сейсмолокации бокового обзора, хорошо зарекомендовавшего себя в других регионах [19, 20].

Приведенные в данной работе сведения о строении месторождения Оймаша, отражающие видение данной проблемы различными исследователями, могут оказаться полезными при изучении условий локализации скоплений нефти и газа в породах фундамента и в других регионах.

ЛИТЕРАТУРА

1. Попков В.И. Морфология поверхности палеозойского складчатого основания запада Туранской платформы // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов. 2024. № 2 (35). С. 11–22. DOI 10.24412/2949-4052-2024-2-12-22.
2. Попков В.И., Япаскерт О.В., Демидов А.А. Особенности строения фундамента Мангышлака // Изв. АН СССР. Сер. Геология. 1986. № 5. С. 135–143.
3. Попков, В.И., Попков И.В. Разломная тектоника и нефтегазоносность Песчаномыско-Ракушечной зоны поднятий Южного Мангышлака / В. И. Попков, И. В. Попков // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов. 2024. № 4 (37). С. 12–30. DOI 10.24412/2949-4052-2024-4-12-30.
4. Попков В.И., Попков И.В. Структура фундамента Мангышлака и Устюрта по геофизическим данным // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов АН РБ. 2020. № 27. С. 52–57.
5. Попков В.И. Нефтегазоносность гранитоидов фундамента на примере месторождения Оймаша // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов. 2025. № 2. С. 42–58. DOI 10.24412/2949-4052-2025-2-42-58.
6. Рабинович А.А., Попков В.И. Анализ результатов опытно-методических геолого-геофизических работ на Песчаномыском опорном полигоне и разработка методов поисков скоплений УВ в сложно-экранированных ловушках Мангышлака. Шевченко: КазНИПИнефть, 1989. 189 с.
7. Попков В.И. Перспективы поисков залежей нефти и газа в породах фундамента Мангышлака // Освоение нефтяного Мангышлака. Грозный, 1981. С. 7–11.
8. Паламарь В.П., Попков В.И., Праздников А.В., Рабинович А.А. Прогнозирование нефтегазоносности и совершенствование методики поисков и разведки скоплений углеводородов и низкопроницаемых породах // Изв. ВУЗов. Геология и разведка. 1985. № 3. С. 107–110.
9. Попков В.И. Факторы, контролирующие образование фильтрационных и емкостных свойств в гранитном массиве месторождения Оймаша // Южно-Российский вестник геологии, географии и глобальной энергии. 2004. № 3 (9). С. 297–298.

10. Попков В.И., Попков И.В. Контракция гранитов и формирование коллекторов нефти и газа // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов Академии наук Республики Башкортостан. 2020. № 27. С. 31–36.
11. Попков В.И., Рабинович А.А., Туров Н.И. Модель резервуара нефтяной залежи в гранитном массиве // Геология нефти и газа. 1986. № 8. С. 27–31.
12. Асмолов В.С. О возможности обнаружения на Мангышлаке новых типов месторождений нефти и газа (на примере месторождения Оймаша) // Информ. листок Мангышлакского ЦНТИ. № 30–31. Шевченко, 1984. 6 с.
13. Козмодемьянский В.В. Модель Оймашинского нефтяного месторождения // Информ. листок Мангышлакского ЦНТИ. № 46–84. Шевченко, 1984. 5 с.
14. Чербянова Л.Ф., Федулова Н.В., Коростышевский М.Н. Нефтяная залежь в гранитах месторождения Оймаша // Изв. АН Каз. ССР. Сер. Геология. 1988. № 5. С. 67–77.
15. Коростышевский М.Н., Попова Л.А. Подсчет запасов нефти и газа по месторождению Оймаша Гурьевской области Казахской ССР по состоянию на 01.07.89 г. Шевченко: КазНИПИнефть, 1989. 210 с.
16. Дорофеев В.И., Дорофеева Л.Е., Малютин А.Е. Пересчет запасов нефти и газа по месторождению Оймаша. Актау: КазНИПИнефть, 2001. 298 с.
17. Крупин А.А. Нефтегазоносность гранитной интрузии месторождения Оймаша // *Elmi Əsərlər*, Научные труды. 2011. С. 11–17.
18. Крупин А.А., Рыкус М.В. Нефтегазоносность гранитов складчатого фундамента Южного Мангышлака (на примере месторождения Оймаша) // Нефтегазовое дело. 2011. Т. 9. № 3. С. 13–16.
19. Попков В.И., Попков И.В., Крупин А.А. Новые данные о строении резервуара нефтяной залежи в гранитном массиве и перспективы доразведки месторождения Оймаша // Булатовские чтения. Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. 2020. С. 155–161.
20. Бортников П.Б., Майнагашев С.М., Шмаков Ф.Д. Результаты комплексирования структурно-деформационного анализа и микросейсмического мониторинга в решении задач картирования каналов фильтрации углеводородов. // Труды X научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры». 2007. Т. 1. С. 111–114.

R E F E R E N C E S

1. Popkov V.I. Morphology of the Surface of the Paleozoic Folded Basement of the West of the Turan Platform // *Geology. Proceedings of the Department of Earth Sciences and Natural Resources*. 2024. No. 2 (35). Pp. 11–22. DOI 10.24412/2949-4052-2024-2-12-22.
2. Popkov V.I., Yapaskurt O.V., Demidov A.A. Features of the Structure of the Mangyshlak Foundation // *Izv. AN USSR. Ser. Geology*. 1986. No. 5. Pp. 135–143.

3. Popkov, V.I., Popkov I.V. Fault tectonics and oil and gas potential of the Peschanomys-Rakushka zone of the uplifts of the Southern Mangyshlak / V. I. Popkov, I. V. Popkov // *Geology. Proceedings of the Department of Earth Sciences and Natural Resources*. 2024. No. 4 (37). Pp. 12–30. DOI 10.24412/2949-4052-2024-4-12-30.
4. Popkov V.I., Popkov I.V. Structure of the Mangyshlak and Ustyurt Foundation Based on Geophysical Data // *Geology. Izvestiya of the Department of Earth Sciences and Natural Resources of the Academy of Sciences of the Republic of Belarus*. 2020. No. 27. Pp. 52–57.
5. Popkov V.I. Oil and Gas Potential of the Mangyshlak and Ustyurt Granitoids: The Oymasha Field as an Example // *Geology. Izvestiya of the Department of Earth Sciences and Natural Resources*. 2025. No. 2. Pp. 42–58. DOI 10.24412/2949-4052-2025-2-42-58.
6. Rabinovich A.A., Popkov V.I. Analysis of the results of experimental and methodological geological and geophysical works at the Peschanomys test site and development of methods for searching for hydrocarbon accumulations in complex-screened traps in Mangyshlak. Shevchenko: KazNIPIneft, 1989. 189 p.
7. Popkov V.I. Prospects for the Search for Oil and Gas Deposits in the Rocks of the Mangyshlak Foundation // *Development of the Oil Mangyshlak*. Grozny, 1981. Pp. 7–11.
8. Palamar V.P., Popkov V.I., Prazdnikov A.V., and Rabinovich A.A. Prediction of Oil and Gas Potential and Improvement of Methods for Searching and Exploring Hydrocarbon Deposits in Low-Permeability Rocks // *Izvestiya VUZov. Geologiya i Razvedka*. 1985. No. 3. Pp. 107–110.
9. Popkov V.I. Factors Controlling the Formation of Filtration and Capacitive Properties in the Granite Massif of the Oymasha Deposit // *South Russian Bulletin of Geology, Geography, and Global Energy*. 2004. No. 3 (9). Pp. 297-298.
10. Popkov V.I., Popkov I.V. Contraction of Granites and Formation of Oil and Gas Reservoirs // *Geology. Proceedings of the Department of Earth Sciences and Natural Resources of the Academy of Sciences of the Republic of Bashkortostan*. 2020. No. 27. Pp. 31–36.
11. Popkov V.I., Rabinovich A.A., Turov N.I. Model of an oil reservoir in a granite massif // *Geology of Oil and Gas*. 1986. No. 8. Pp. 27–31.
12. Asmolov V.S. On the possibility of discovering new types of oil and gas fields in Mangyshlak (on the example of the Oymasha field) // *Inform. sheet of the Mangyshlak Central Scientific and Technical Information Center*. No. 30–31. Shevchenko, 1984. 6 p.
13. Kozmodemyansky V.V. Model of the Oymashinsky oil field // *Inform. leaflet of Mangyshlak CSTI*. No. 46–84. Shevchenko, 1984. 5 p.
14. Cherbyanova L.F., Fedulova N.V., and Korostyshevsky M.N. Oil Deposits in the Granites of the Oymasha Field // *Izvestiya of the Academy of Sciences of the Kazakh SSR. Series: Geology*. 1988. No. 5. Pp. 67-77.

15. Korostyshevsky M.N., Popova L.A. Calculation of Oil and Gas Reserves at the Oymasha Field in the Guryev Region of the Kazakh SSR as of July 1, 1989. Shevchenko: KazNIPIneft, 1989. 210 p.
16. Dorofeev V.I., Dorofeeva L.E., Malyutina A.E. Recalculation of Oil and Gas Reserves at the Oymasha Field. Aktau: KazNIPIneft, 2001. 298 p.
17. Krupin A.A. Oil and Gas Potential of the Oymasha Granite Intrusion // Elmi Əsərlər, Scientific Works. 2011. Pp. 11–17.
18. Krupin A.A., Rykus M.V. Oil and Gas Potential of Granites of the Folded Basement of the Southern Mangyshlak (on the Example of the Oymash Field) // Oil and Gas Business. 2011. Vol. 9. No. 3. Pp. 13–16.
19. Popkov V.I., Popkov I.V., Krupin A.A. New data on the structure of the oil reservoir in the granite massif and prospects for further exploration of the Oymash field // Bulatov Readings. Vol. 1: Forecast, Search and Exploration of Oil and Gas Deposits. Oil and Gas Field Geology. Exploration and Field Geophysics. 2020. Pp. 155–161.
20. Bortnikov P.B., Mainagashev S.M., Shmakov F.D. Results of combining structural-deformation analysis and microseismic monitoring in solving problems of mapping hydrocarbon filtration channels. // Proceedings of the 10th Scientific and Practical Conference "Ways of Realizing the Oil and Gas and Ore Potential of the Khanty-Mansi Autonomous Okrug-Yugra". 2007. Vol. 1. Pp. 111–114.

Сведения об авторах:

Попков Василий Иванович, доктор геолого-минералогических наук, профессор, академик РАН, ФГБОУ ВО «Кубанский государственный университет», ул. Ставропольская, 149, 350049, г. Краснодар, Российская Федерация, ORCID: 0000-0002-2959-4901. E-mail: geoskubsu@mail.ru.

Попков Иван Васильевич, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, ФГБОУ ВО «Кубанский государственный университет», ул. Ставропольская, 149, 350049, г. Краснодар, Российская Федерация, ORCID: 0000-0002-2386-6611. E-mail: iv-popkov@mail.ru.

Author's personal details:

Popkov Vasily Ivanovich, doctor of geological and mineralogical sciences, professor, Member of Russian Academy of Natural Sciences, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education «Kuban State University», st. Stavropolskaya, 149, 350040, Krasnodar, Russian Federation, ORCID: 0000-0002-2959-4901. E-mail: geoskubsu@mail.ru.

Popkov Ivan Vasilievich, candidate of geological and mineralogical sciences, assistant professor, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education «Kuban State University», st. Stavropolskaya, 149, 350049, Krasnodar, Russian Federation, ORCID ID: 0000-0002-2386-6611. E-mail: iv-popkov@mail.ru.

© Попков В. И., Попков И. В.