

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2026.2.52-96>

EDN BDENYE

УДК 553.98.061.4

**Эволюция представлений о строении резервуара нефти
в породах фундамента месторождения Оймаша
(Южный Мангышлак)**

Попков В.И.

ФГБОУ ВО «Кубанский государственный университет», Краснодар, Россия

**Evolution of ideas about the structure of the oil reservoir
in the basement rocks of the Oymash Field (South Mangyshlak)**

V.I. Popkov

*Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Kuban State University,
Krasnodar, Russia*

E-mail: geoskubsu@mail.ru

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 (сейсморазвед-

ки, 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. Предложена модель строения резервуара нефти в магматических породах. Сделаны рекомендации по доразведке месторождения. Полученные результаты могут быть использованы в практике геологоразведочных работ и в других нефтегазоносных регионах.

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

Для цитирования: Попков В.И. Эволюция представлений о строении резервуара нефти в породах фундамента месторождения Оймаша (Южный Мангышлак) // Нефтяная провинция.-2026.-№2(46).- С. 52-96. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2026.2.52-96>. - EDN BDENYE

Abstract. 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 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. A model of the structure of an oil reservoir in igneous rocks is proposed. Recommendations for additional exploration of the field have been made. The results obtained can be used in the practice of geological exploration in other oil and gas regions.

Key words: *granite intrusion, reservoir rock, reservoir, oil accumulation, oil and gas potential*

For citation: V.I. Popkov Evolyutsiya predstavleniy o stroyenii rezervuara nefti v porodakh fundamenta mestorozhdeniya Oymasha (Yuzhnyy Mangyshlak) [Evolution of ideas about the structure of the oil reservoir in the basement rocks of the Oymash Field (South Mangyshlak)]. Neftyanaya Provintsiya, No. 2(46), 2026. pp. 52-96. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2026.2.52-96>. EDN BDENYE (in Russian)

Введение

Породы фундамента нефтегазоносных осадочных бассейнов длительное время рассматривались как заведомо бесперспективные. Это заключение логично следовало из господствовавшей концепции происхождения нефти и газа, рассматривающей их как продукт преобразования содержащегося в осадочных породах органического вещества. Бурение скважин, вскрывших фундамент, прекращалось по «геологическим причинам». К настоящему времени во многих регионах мира в магматических и метаморфических породах фундамента выявлено около 450 нефтегазовых месторождений, что позволяет рассматривать потенциал фундамента нефтегазоносных осадочных бассейнов в качестве резерва пополнения ресурсов углеводородного сырья [1-4 и др.].

Особую актуальность проблема приобрела после обнаружения крупных скоплений углеводородов (УВ) в гранитоидных массивах Вьетнамского шельфа [5-8]. Однако, достаточно задолго до этого, в 1980 году, было открыто на Южном Мангышлаке (Казахстан) Оймашинское нефтяное месторождение. Оно было первым в Советском Союзе, где был произведен подсчет запасов нефти в гранитном массиве фундамента с постановкой на государственный баланс и начата их промышленная эксплуатация. В настоящей работе освещена эволюция представлений об условиях и факторах, контролирующих строение нефтяного резервуара в породах фундамента Оймашинского месторождения.

Первый прогноз возможного обнаружения промышленных скоплений УВ в фундаменте Оймаши был дан в работе [3], подтвержденный в дальнейшем получением притоков нефти в скважинах №№ 9 и 12, ознаменовавших открытие промышленных скоплений нефти в гранитном массиве. В дальнейшем автор принимал участие в планировании геолого-геофизических работ, выборе местоположения поисково-разведочных скважин, разработке методики прогноза зон разуплотнения в породах фун-

дамента, составлении программы опытно-методических работ на Песчаномысском полигоне, отстаивании ее в Министерстве нефтяной промышленности, последующем анализе и обобщении полученных результатов [9].

На данном месторождении был накоплен первый отечественный опыт целенаправленного ведения поисков залежей нефти в породах фундамента месторождения, разработана оригинальная модель залежи нефти в гранитоидном массиве [10, 11], введены в геологию резервуаров УВ такие понятия, как «явления термоусадки», «тектоно-кесонный эффект» и др. [10-14], привнесенные нами из рудной геологии.

В процессе разведки было предложено достаточно много моделей резервуара в гранитном массиве. Большинство из них было или чрезмерно схематичными, или же недостаточно подкреплено имеющимися даже в то время фактическими геологическими материалами. Запасы нефти были оценены по залежам в нижний юре, в карбонатном комплексе среднего триаса и гранитной интрузии. При этом 80 % из них содержатся в гранитах. Принятая в подсчете запасов модель строения залежи [15] позволила защитить запасы на ГКЗ и легла в основу техсхемы разработки месторождения. Но очень скоро стало ясно, что она не в полной мере отвечает реальной геологической ситуации. Несмотря на большой срок эксплуатации месторождения, многие данные о его строении остаются малоизвестными широкому кругу специалистов. Приведенные ниже сведения позволят проследить эволюцию взглядов о строении резервуара нефтяной залежи в гранитном массиве и современном состоянии данного вопроса.

Краткий геологический очерк

Месторождение Оймаша расположено в пределах Песчаномысско-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 [16, 17].

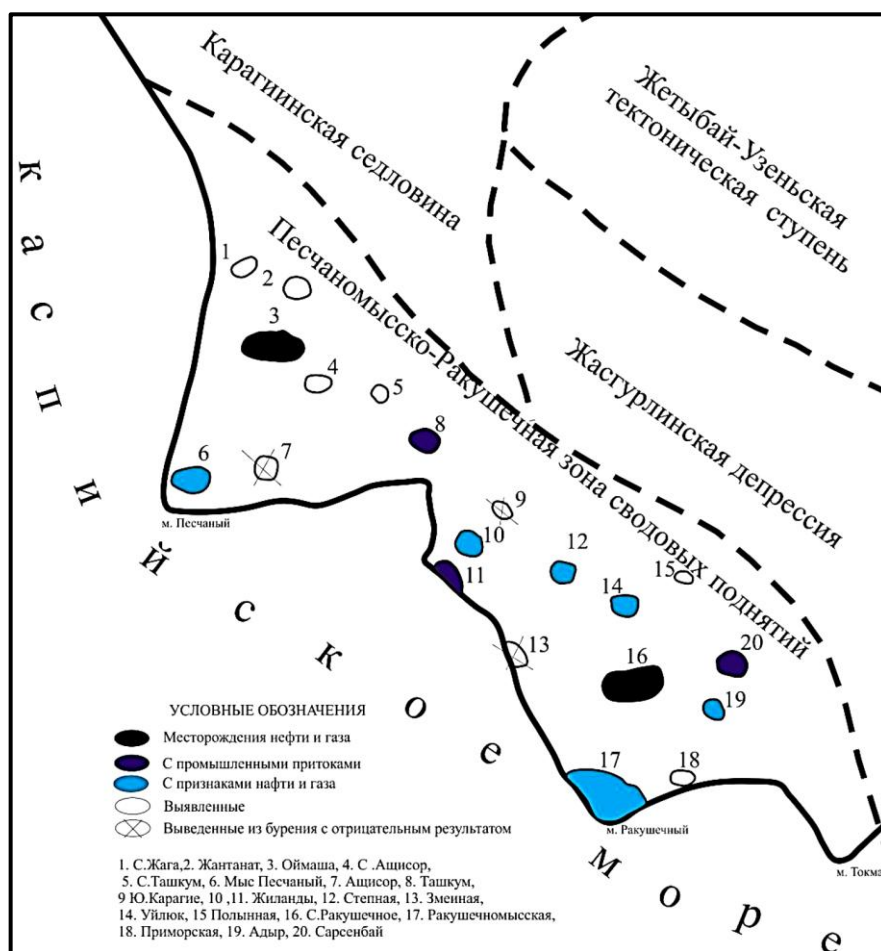


Рис. 1. Обзорная схема района исследований

На выровненной денудационной поверхности фундамента залегают слабодислоцированные отложения среднего триаса. Следы контактового метаморфизма в них отсутствуют. Вверх по разрезу они сменяются терри-

генной толщей верхнего триаса, перекрытой юрско-неогеновыми отложениями платформенного чехла.

В итоге проведенных работ на Оймашинском участке были установлены газонефтяная залежь в базальном горизонте нижней юры, а также залежи нефти в отложениях среднего триаса и в гранитах фундамента. Притоки нефти были получены и из метаморфических пород фундамента: в скважине № 9 при пластоиспытании ($14,4 \text{ м}^3/\text{сут}$) и в скважинах № 20 и 14 при опробовании. Дебит перелива в скважине № 14 составил $0,5 \text{ м}^3/\text{сут}$, а в скважине № 20 – $1 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Эволюция представлений о строении резервуара УВ

Представления об особенностях геологического строения и нефтегазоносности Оймашинской площади претерпели значительную эволюцию в процессе ее разбуривания. По первоначальным данным сейсморазведочных работ поднятие Оймаша рисовалось в виде брахиантиклинальной складки субширотного простирания с размерами $6,5 \times 2,7 \text{ км}$ и амплитудой около 30 м . В поисково-разведочное бурение поднятие было введено в 1978 г. в соответствии с проектом, предусматривавшим 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 «сводовая» (как предполагалось) скважина № 9, пройдя весь разрез триаса, вошла в метаморфические породы, 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 деби-

том 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 объектов и продуктивностью скважин. Керновый материал свидетельствовал, что нефть получали из объектов, представленных интенсивно трещиноватыми породами, гидротермально измененными, химически выветрелыми. Это обстоятельство давало возможность предположить, что обнаруживаемые скопления нефти приурочены к участкам вторичного разуплотнения пород, которые пространственно и генетически связаны с зонами разрывных нарушений [3, 18].

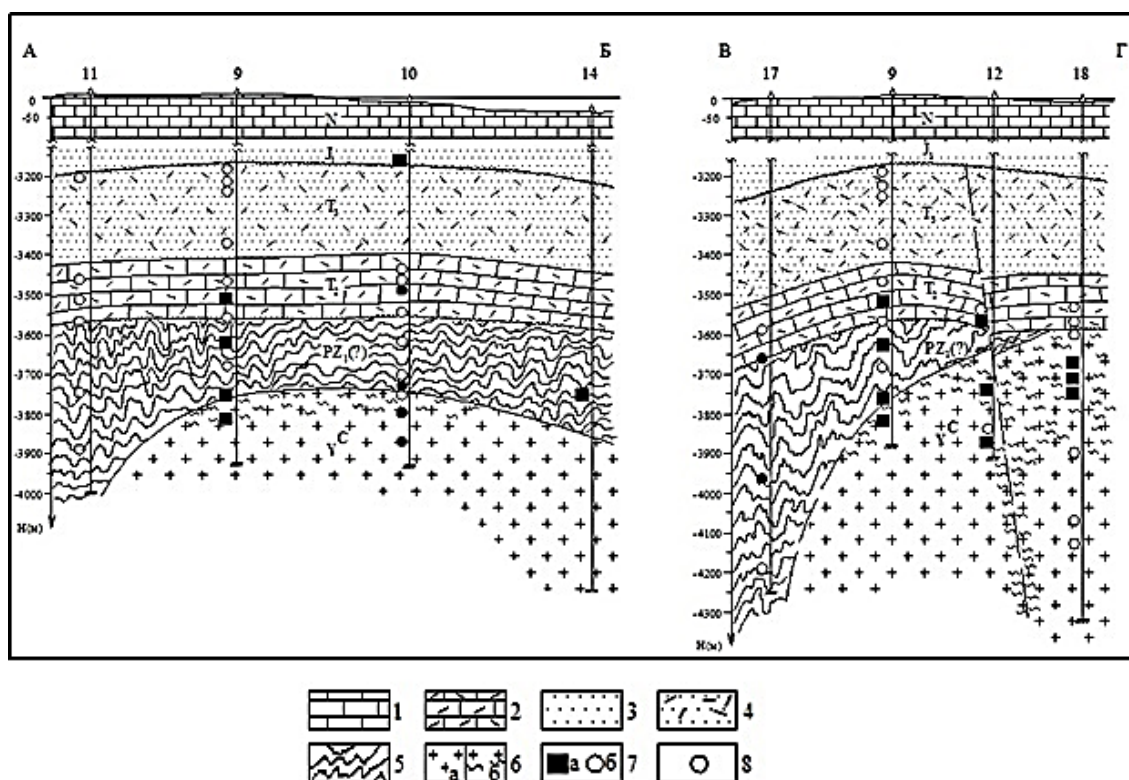


Рис. 2. Строение доюрской части разреза месторождения Оймаша [3, 18]

Местоположение разрезов см. на рис. 3.

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 сформированы в наиболее позднее время и что нефть содержится в трещинах и пустотах наиболее поздних генераций, был выполнен морфометрический анализ топокарт и изучены космоснимки этой территории [18, 19]. В результате 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.

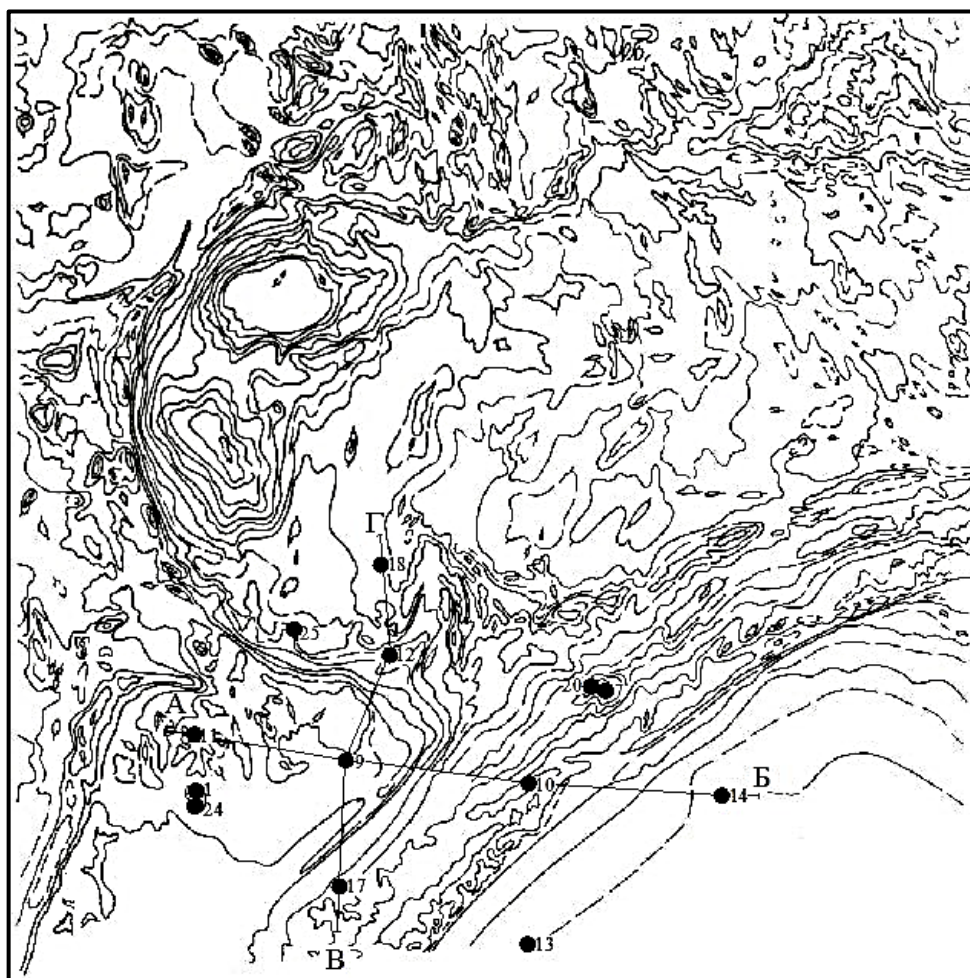


Рис. 3. Топографическая карта дневной поверхности площади Оймаша

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, объясняется резким погружением склона интрузии на этом участке. Особенно четко подтвердили существование блока данные выполненной позже аэромагнитной съемки.

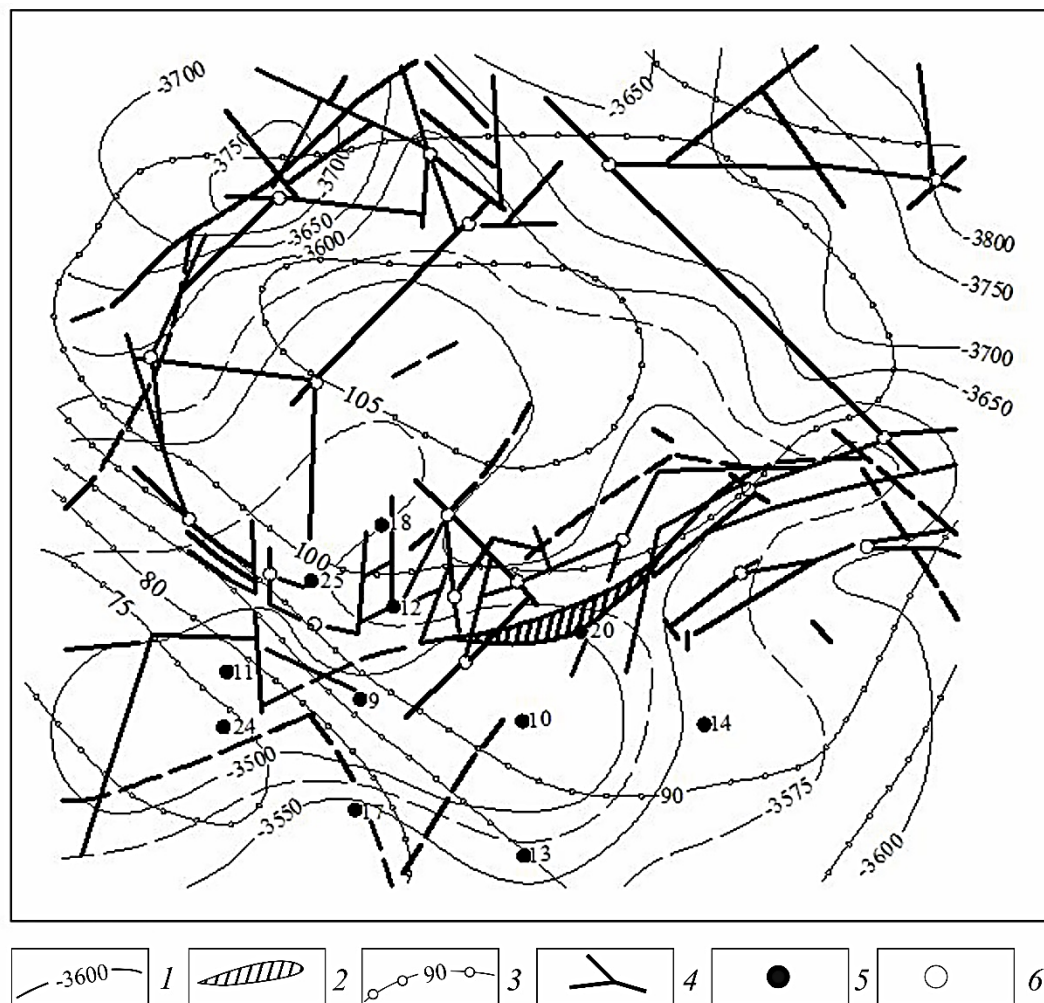


Рис. 4. Геолого-геофизическая схема площади Оймаша [18]

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 нефтяной залежи (или залежей) в породах фундамента и, возможно, триаса, исходя из ее (или их) морфологии [3, 18]. При этом предполагалось, что

наиболее интенсивные процессы разуплотнения пород должны были протекать в зонах дизъюнктивного ограничения блока, хотя и допускалась возможность получения притоков нефти и в зонах тектонических нарушений, оперяющих или рассекающих блок. Опираясь на эти заключения, были разработаны рекомендации по заложению целого 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 $72 \text{ м}^3/\text{сут.}$ 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 разбуривании 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.

Таким образом, керновый материал свидетельствовал, что все притоки получены из сильно трещиноватых и гидротермально измененных пород, имеющих локальное распространение. Данные бурения указывают 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 неизмененные граниты. Такая последовательность вскрытия измененных и неизмененных гранитов и их милонитизация свидетельствует о том, что скважина пересекла зону крутопадающего тектонического нарушения [3]. 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 неизмененные породы, притоки нефти не были получены.

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» [20, 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» [20, с. 3]. Далее был сделан вывод о том, что «...на Оймаше вскрыт новый для Мангышлака тип залежей – не-

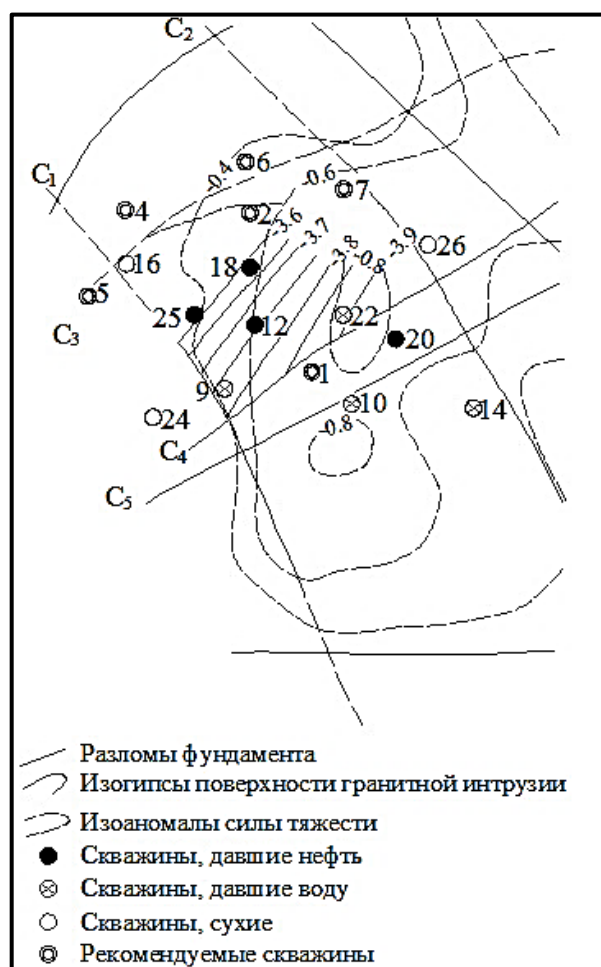
антиклинальный, приуроченный к коре выветривания (преобразования) гранитных интрузий» [там же, с. 3].

Необходимо отметить, что предположение об активном контакте гранитов и триасовых толщ явно ошибочно. Этому противоречат каменно-угольный возраст гранитов [16, 17], 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.

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.В. Козмодемьянским [21]. На основании анализа материалов гравиметрии, сейсморазведки и глубокого бурения им выделен ряд разломов, которыми фундамент разбит на отдельные блоки (Рис. 5). «Тело гранитной интрузии, являющееся вместилищем 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 неразложившего 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 (бронею) для нефтяной залежи в ниже залегающих измененных гранитах. Полученные из этой толщи притоки нефти и воды в скв. 9, 18 являются незначительными и вторичными» [21, с. 1-2].



В качестве объекта разведки рассматривается блок гранитов, заключенный между вышеуказанными разломами. Судя по рис. 6, предполагается массивный тип залежи в гранитах [21]. 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, вызвавшие в формировании мощной зоны термального метаморфизма [16, 22].

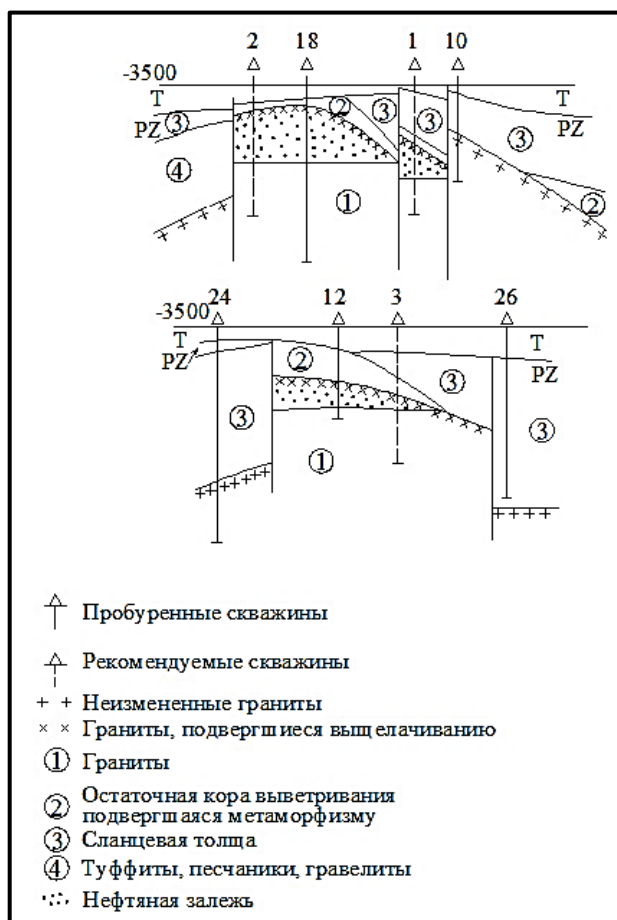


Рис. 6. Геологические разрезы, иллюстрирующие строение доюрской части разреза месторождения Оймаша [21]

В другой работе отмечается, что распространение залежи в гранитах контролируется «...не столько формой и размерами гранитной интрузии, а и наличием разрывных нарушений, создающих благоприятную зону повышенной трещиноватости в породах-коллекторах» [23, с. 83]. Предполагается также, что флюидоупором служит аргиллито-алевролитовая пачка палеозоя (пермо-карбон?) и верхняя часть сланцево-аргиллитовой (менее метаморфизованной) толщи, входящих в состав субплатформенного структурного этажа.

Соглашаясь, в целом, с точкой зрения автора о важной роли тектонического фактора в формировании коллекторских свойств гранитов, заметим, что последнее заключение находится в противоречии с фактическими данными по исследуемой территории. Так, выполненное детальное изучение палеозойских толщ показало, что на Оймашинской структуре, как и на сопредельных площадях, скважинами вскрыты первично-терригенные породы, метаморфизованные на стадии хлорит-мусковитовой субфации зеленых сланцев регионального метаморфизма, прорванных магматическими телами различного состава. В приконтактной зоне гранитной интрузии вмещающие породы претерпели наиболее интенсивные преобразования за счет явлений контактового метаморфизма, выразившегося в ороговиковании пород, появлении более высокотемпературных парагенезисов минералов. По мере же удаления от интрузива процессы термального воздействия ослабевают, отражаясь в возникновении узловатых стяжений в некоторых чисто слюдистых прослоях. В скважинах или же интервалах, отстоящих на значительном расстоянии от интрузива, отмечаются случаи присутствия пород, измененных на стадии глубокого метагенеза, сохранивших в значительной мере отдельные черты исходных осадочных толщ [25].

Кроме того, сохранность обломочного материала в процессе глубоких катагенетических преобразований породы во многом обусловлены его сгуженностью, сортировкой, размерами и формой, то есть характером его

первоначальной структуры. Так, сохранность обломков наилучшая там, где псаммитовые зерна хорошо отсортированы по размерам и количественно не превышают 60 % всего объема породы, будучи разобщены и «запечатаны» цементом базального типа. Несколько по-иному преобразованы терригенные компоненты других пород, отличающихся большей насыщенностью и худшей отсортированностью обломков, которые зачатую превращены в сланцы с едва уловимыми признаками бластопсаммитовых структур. Между этими и предыдущими породами имеются многочисленные разности [25].

Поскольку перечисленные метаморфогенные преобразования проявлены в рассматриваемых породах крайне неравномерно, predetermined исходным составом и типом структур осадочных пород, да еще в случае наложения контактового метаморфизма на эти процессы, то будучи взятые в отдельности даже из близ расположенных интервалов разреза, они могут привести и уже приводят некоторых исследователей к заключению о разной степени метаморфизма палеозойских толщ, выделению в их качестве «субплатформенных» образований и т.п.

Аналогичные спорные заключения содержатся и в работе [24], в которой также выделены в разрезе палеозоя две толщи, отличающиеся якобы степенью метаморфизма (Рис. 7). Более того, верхняя из них относится к долнапинской свите нижнего триаса и допускается присутствие в ее составе среднетриасовых образований, что противоречит всем имеющимся данным по геологии доюрских отложений как Песчаномысского свода, так и Мангышлака в целом [25].

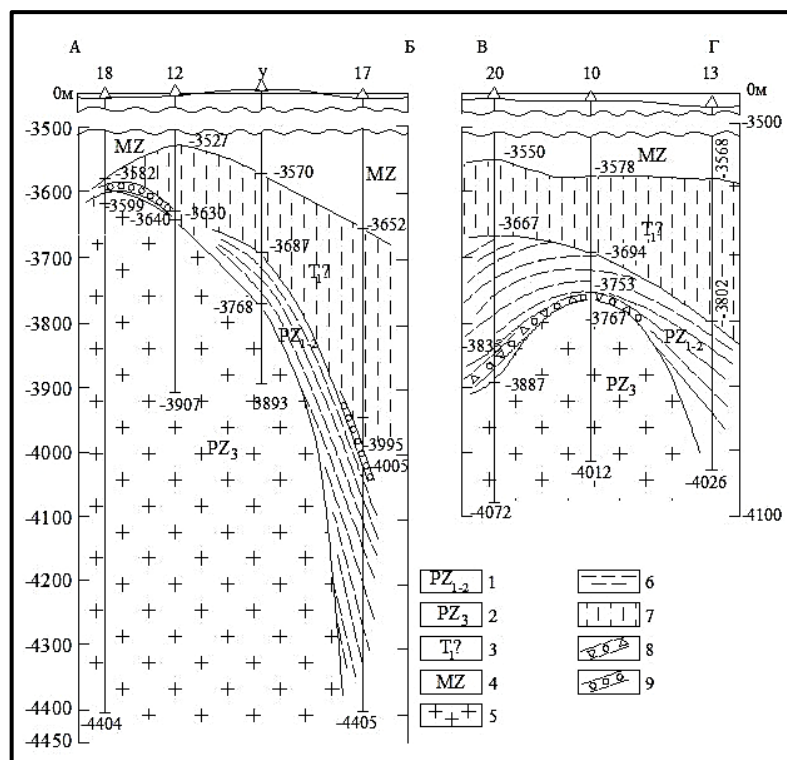


Рис. 7. Строение доюрского разреза месторождения Оймаша [24]

1 – ранний–средний палеозой, 2 – верхний палеозой, 3 – нижний триас предположительно, 4 – мезозой, 5 – гранитный массив, 6 – нижняя пачка сланцевой толщи, 7 – верхняя пачка сланцевой толщи, 8 – породы метаморфического контакта, 9 – породы несогласного контакта, перерыва и размыва подстилающих отложений.

В статье [26] отмечено, что морфология среднетриасовой и палеозойской залежей нефти подчинена конфигурации зоны разуплотнения вмещающих низкопроницаемых пород. При этом залежь в гранитной интрузии локализуется на участках эпигенетического разуплотнения пластообразной системы первичных полостей различных форм и размеров, образованной в «подкупольной части» при остывании жидкой магмы. Заметим, что последний тезис дублирует сделанное нами ранее аналогичное заключение [10], на чем мы подробно остановимся ниже. Не соответствует действительности утверждение автора о слабой гравитационной дифференциации флюида на нефть и воду в условиях триасового и палеозойского резервуаров.

Достаточно подробно описывается строение резервуара нефтяной залежи в гранитном массиве в работе [23], в котором выделено три зоны,

образующие пластообразные тела: верхняя (I) – экранирующие гранитоиды, средняя (II) – нефтенасыщенные гранитоиды и нижняя (III) – гранитоиды, находящиеся ниже уровня современного ВНК (Рис. 8).

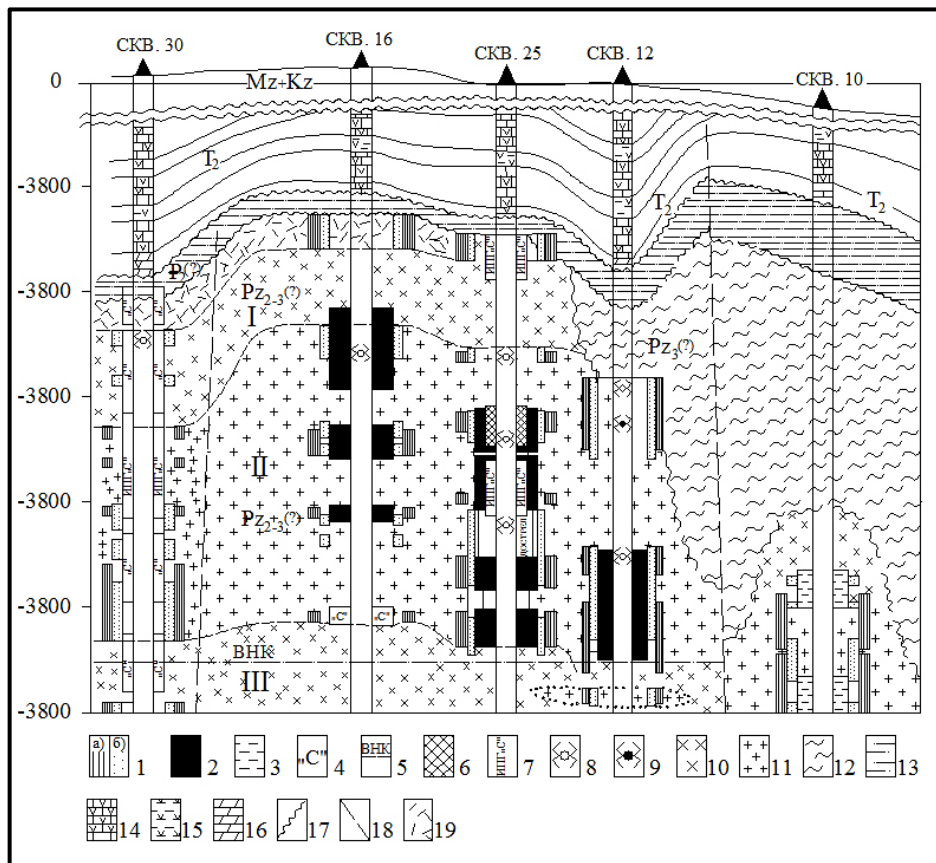


Рис. 8. Геологическая модель резервуара нефтяной залежи в гранитном массиве площади Оймана [23]

1 – интервалы разуплотнения пород по промыслово-геофизическим методам: а – АК, б – ЭК и ГК с учетом лабораторных определений физических свойств образцов керна; 2 – 7 – результаты опробования скважин, в том числе перфорации эксплуатационных колонн; 2 – притоки нефти; 3 – слабые притоки пластовых вод; 4 – отсутствие пластовых флюидов; 5 – водонефтяной контакт (по результатам опробования); при испытании (ИПГ) в процессе бурения: 6 – притоки нефти и газа; 7 – отсутствие пластовых флюидов; вторичные изменения гранитоидных пород в зоне разуплотнения: 8, 9 – зоны растворения на древних ВНК, соответственно, пленочно-сорбированным битумом и черным битумом в пустотах; 10 – гранитоидные породы в зоне экрана (I); 11 – гранитоидные породы в зоне разуплотнения (II); 12 – сланцевая толща палеозоя (верхнего?) в зоне контакта с гранитоидным массивом; 13 – алевритоглинистые породы палеозоя (P₂?); породы среднего триаса: 14 – вулканогенно-карбонатные, 15 – вулканогенно-терригенные, 16 – глинисто-мергелистые; 17 – поверхность несогласия; 18 – предполагаемые тектонические нарушения по данным сейсморазведки и бурения; 19 – площадьная кора выветривания.

Экранирующие гранитоиды выделены по материалам ГИС. На диаграммах гамма-каротажа эти породы характеризуются также максимальной величиной естественной гамма-активности, а по кавернометрии – фактически номинальным значением диаметра ствола скважин. Мощность данной зоны составляет 40–60 м. в верхней части экрана на отдельных наиболее приподнятых участках выделены разуплотненные граниты небольшой мощности, связанные с экзогенной корой выветривания экзогенного типа (скважины №№ 16, 25). Местами, где экранирующие гранитоиды почти полностью отсутствуют (скважина № 12), покрывкой для залежи служат только породы метааргиллитово-сланцевой толщи верхнего(?) палеозоя [23].

Гранитоиды второй зоны, к которым приурочена основная газонефтяная залежь месторождения, представлены в различной степени разуплотненными, сильно измененными вторичными процессами и катаклазированными (до гранитовых гравелитов и катаклазитов), в основном, средне- и крупнозернистыми разностями [23]. Эти породы отличаются значительной трещиноватостью (трещинная проницаемость изменяется от 5 – 7 до $31 \times 10^{-16} \text{ м}^2$) и кавернозностью. Часть трещин местами выполнена черным битумом. По данным лабораторных исследований плотность пород в интервалах разуплотнения составляет 2,46 – 2,64 г/см³, а открытая пористость – 1,77 – 8,65 %. Общая мощность продуктивной части резервуара оценена в 90–140 м. Образование участков разуплотненных сильно измененных вторичными преобразованиями гранитоидов обусловлено, по мнению вышеназванных исследователей, взаимодействием пород в зонах стабилизации нескольких уровней древних ВНК с водорастворенными продуктами неполного окисления нефтей.

Гранитоидные породы, находящиеся ниже уровня современного ВНК, то есть в зоне III, отличаются большей уплотненностью. Считается,

что они представляют собой зону цементации современного ВНК с образованием вторичного альбита и кварца.

Несмотря на достаточно широкое привлечение разнообразных геолого-геофизических материалов, рассмотренная модель имеет ряд слабых мест, основными из которых являются следующие моменты. Так, например, авторы указывают, что зоне II (нефтенасыщенные гранитоиды) широко распространены катаклазированные породы, образование которых обусловлено вторичными процессами, протекающими в зонах стабилизации древних ВНК. Однако, как известно, катаклаз – явление тектонического генезиса. Во-вторых, если принять данную точку зрения, то возникает вопрос, что же тогда являлось вмещителем нефти до того момента, когда граниты стали «катаклазированными», поскольку неизменные граниты не являются коллектором. Соответственно и залежи нефти не существовало, как и сопутствующего ей ВНК. И почему в зоне современного ВНК происходят процессы прямо противоположные, о чем было сказано выше?

Кроме того, в пределах Оймашинской площади отсутствуют в разрезе верхнепермские отложения и на породах фундамента с размывом залегают среднетриасовые толщи. Нет здесь и мощной площадной коры выветривания (см. Рис. 2).

Особого внимания заслуживают представления о строении нефтяной залежи в гранитном массиве Оймаши, изложенные в работе специалистов КазНИПИнефть [22], 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 [27]. Данные авторы считают, что ловушка, содержащая нефтяную залежь, имеет разломно-блоковую природу (Рис. 9). 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.

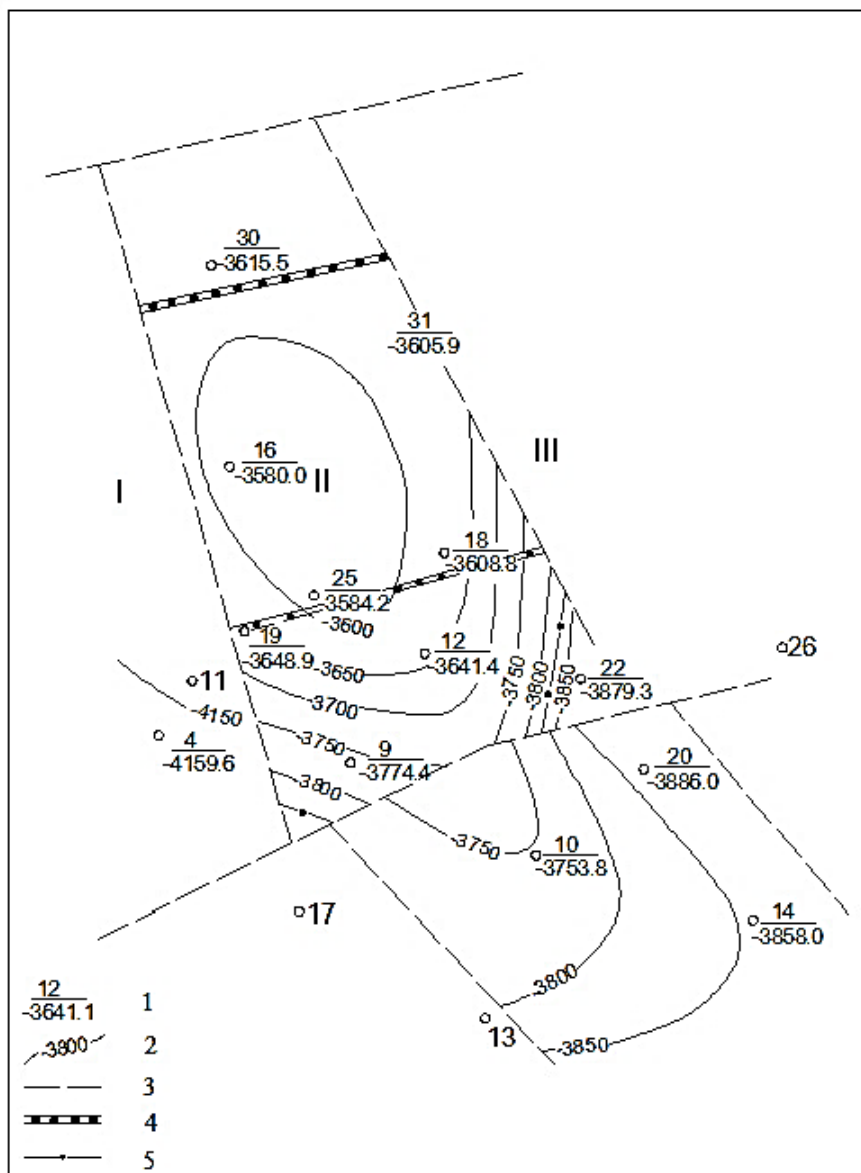


Рис. 9. Карта поверхности гранитной интрузии [22]

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. 10). Неизменные гранитоиды наиболее распространены и представлены порфировидными светло-серыми гранитами и розовыми граносиенитами. Для них характерно наличие субвертикаль-

ных (70-80°) трещин. Стенки трещин зачастую хлоритизированы, вдоль стенок до глубины 2-3 см наблюдается выветрелость калиевых полевых шпатов.

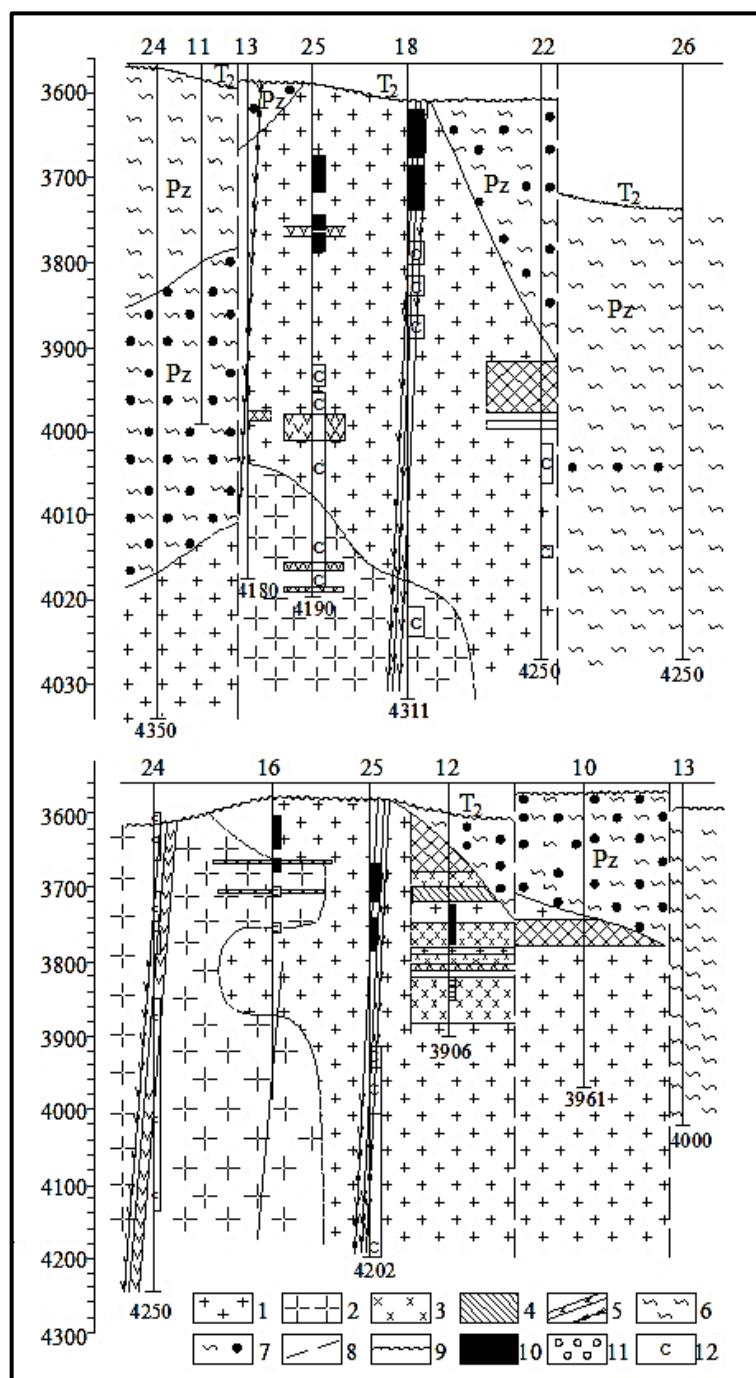


Рис. 10. Профильные разрезы гранитной интрузии [22]

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; 12 – приток отсутствует.

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 % [22].

Как можно видеть из приведенной выше характеристики «неизмененных 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. Плагиоклазы 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 порфириров [22].

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 (ИМР), проведенные в скважинах №№ 30 и 1Э [22]. 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» [22, 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 керна, 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 трассирования даек диабазовых порфириров, поскольку в скважинах не производился отбор простран-

ственно ориентированного керна, 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 [28].

Несколько искусственно выглядят и принятые границы нефтяной залежи в гранитном массиве, что в последствии подтвердилось в процессе ее разработки. Очевидно, что принятие достаточно схематичной модели резервуара [15] была продиктована необходимостью защиты запасов на ГКЗ и постановкой их на баланс. Без существенных изменений данная модель резервуара в гранитном массиве (Рис. 11, 12) была сохранена и при пересчете запасов нефти и газа, выполненном в 2001 г. [28].

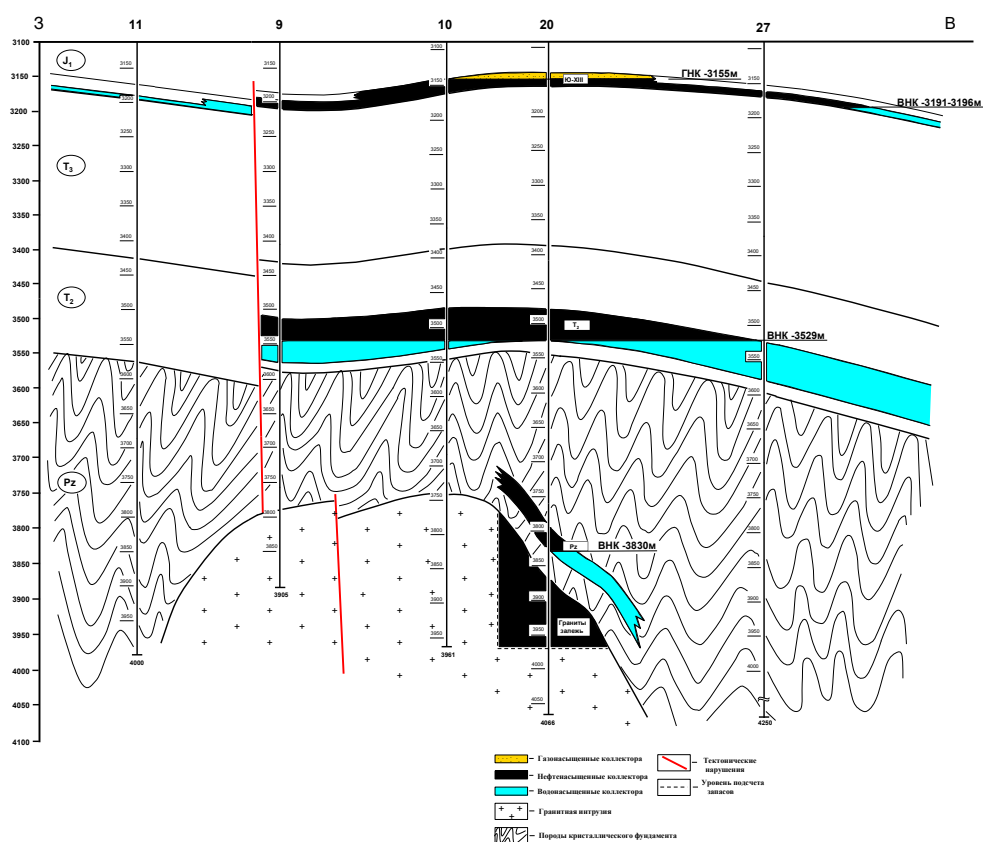


Рис. 11. Месторождение Оймаша. Геологический разрез по линии скважин

11 – 16 – 27 [28]

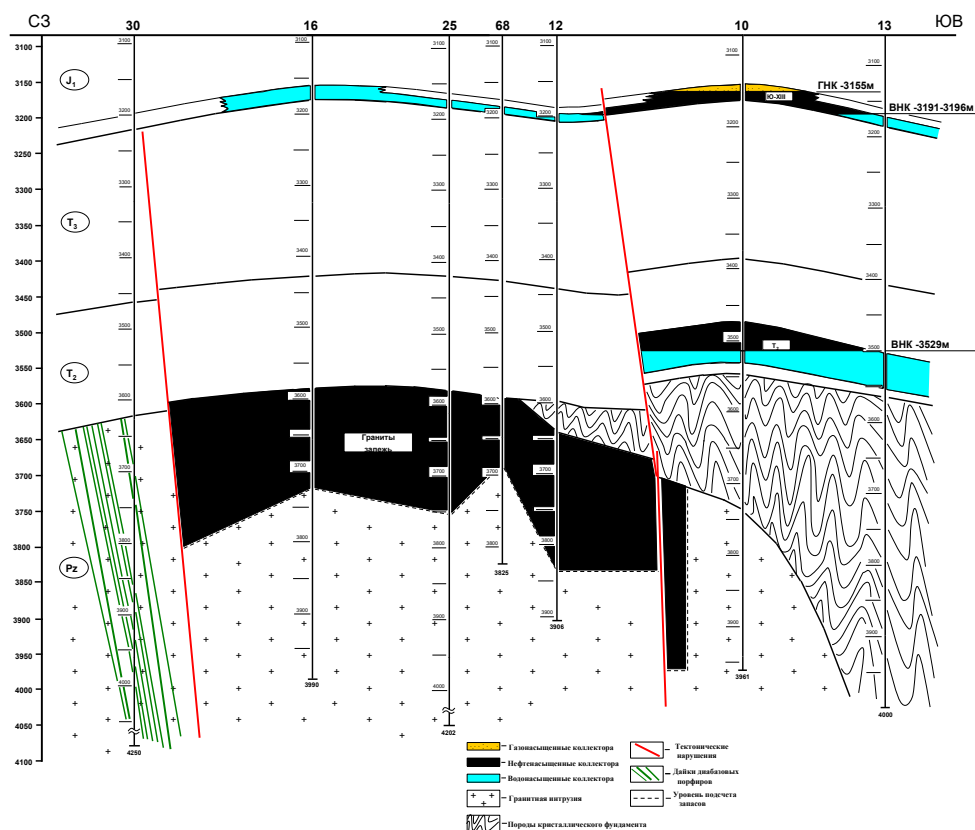


Рис. 12. Месторождение Оймаша. Геологический разрез по линии скважин 30 – 68 – 13 [28]

Эта же информация о строении месторождения приводится под авторством и других исследователей в публикациях [29, 30], которая заимствована из работы [28]. То же самое относится и к обоснованию факторов, контролирующих формирование емкостно-фильтрационных свойств гранитов, подробно рассмотренных ранее в статьях [9-12, 31]. В связи с этим названные выше публикации здесь не анализируются.

Предлагаемая модель строения резервуара в гранитном массиве

Анализ разнопланового геолого-геофизического материала по Оймашинскому месторождению, привлечение данных из рудничной геологии позволили нам предложить свою оригинальную модель строения резервуара в гранитоидном массиве [10], не утратившую своей актуальности и в настоящее время. Основные ее положения заключаются в следующем.

Изучение кернового материала свидетельствует, что все притоки получены из сильно трещиноватых и гидротермально измененных пород, имеющих локальное распространение. Обработка материалов ГИС, анализ керна и результатов опробований в скважинах позволили сделать вывод о расслоенности гранитного массива, наличии толщ с различными петрофизическими свойствами (Рис. 13, 14). Обнаружены пластообразные тела с повышенными коллекторскими свойствами, достаточно четко прослеживаемые по разрезу и площади [9, 10, 13, 14].

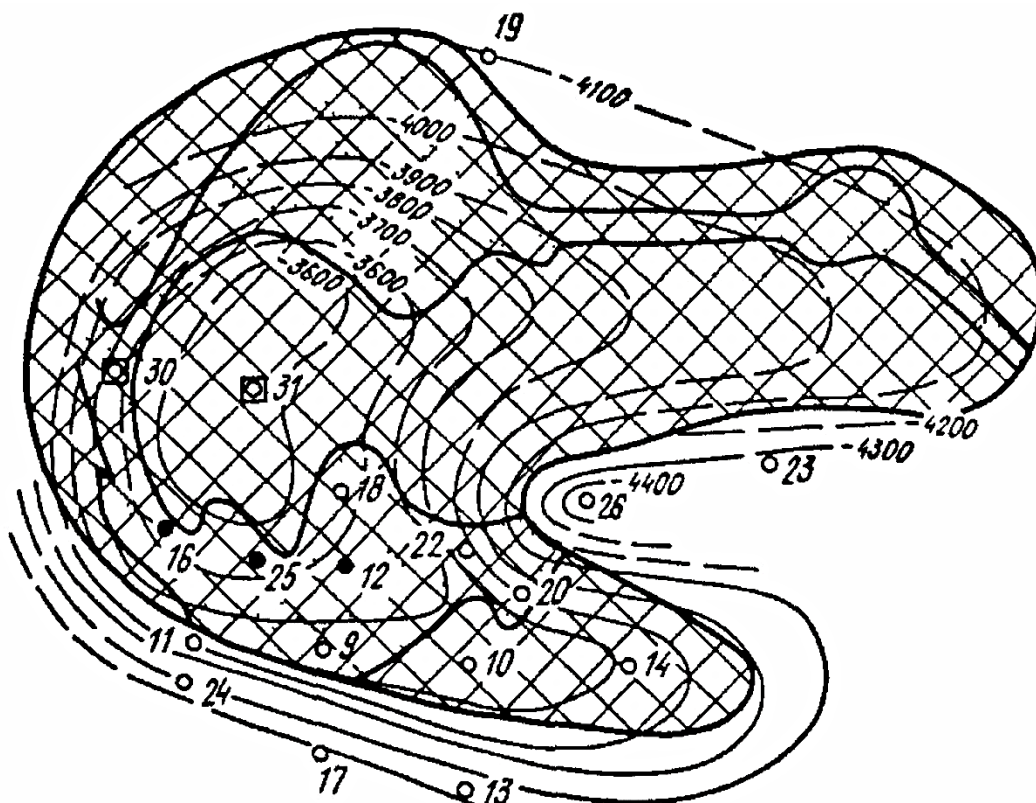


Рис. 13. Структурная схема резервуара нефтяной залежи в гранитном массиве площади Оймаша в плане [10]

Условные обозначения см. на рис. 14.

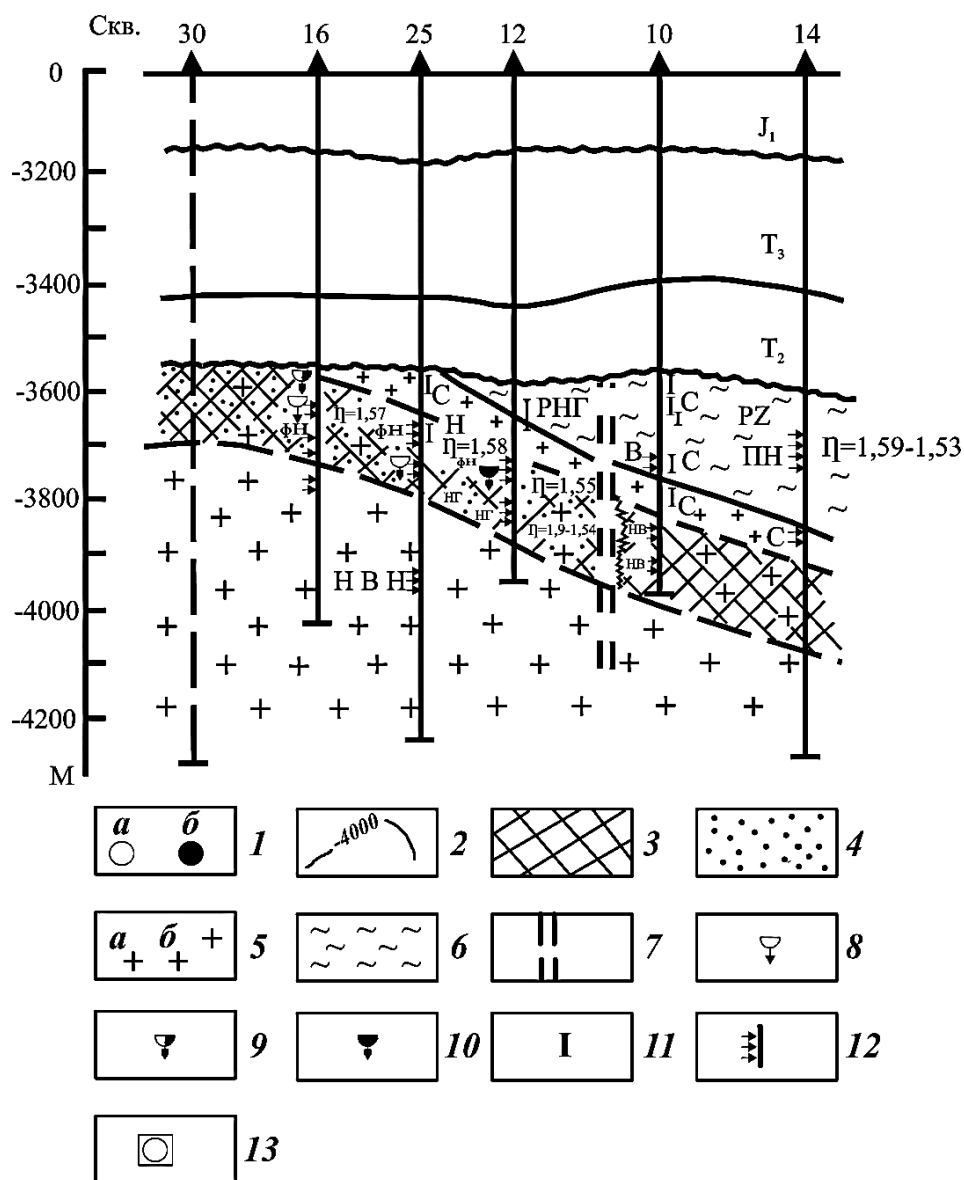


Рис. 14. Месторождение Оймаша. Геологический разрез [13]

1 – глубокие скважины (а – вскрывшие породы фундамента, б – давшие фонтанные притоки из гранитов); 2 – изогипсы по кровле гранитов, м; зоны: 3 – разуплотнения в гранитах, связанные с явлениями термоусадки, 4 – дробления, приуроченные к разрывным нарушениям; 5 – граниты: а – крупнокристаллические, б – мелкокристаллические; 6 – метаморфические породы; 7 – разрывные нарушения; интервалы поглощения бурового раствора: 8 – незначительного ($10-15 \text{ м}^3/\text{сут}$), 9 – среднего (от 10 до $40 \text{ м}^3/\text{сут}$), 10 – сильного; 11 – интервалы пластоиспытаний в открытом стволе, 12 – интервалы перфорации; 13 – скважины, находящиеся в бурении или строительстве. Характер полученного флюида по ИПГ: Н – нефть, НВ – нефть и вода, РНГ – раствор, нефть и газ; характер полученного флюида при испытании в колонне: ПН – перелив нефти, НВН – незначительный приток воды с нефтью, ФН – фонтан нефти, НВ – незначительный приток воды, НН – незначительный приток нефти, Н-В – нефть и вода; С – пласт «сухой».

Граниты верхней части массива в тех случаях, когда они не подверглись интенсивной эрозии, сложены плотными мелкозернистыми разностями. Породы рассечены многочисленными трещинами, залеченными кварцем, кальцитом, рудными минералами, битумом. Максимальные значения мощности этой зоны достигают 60–100 м. В скв. 16, 18, 31, вскрывших наиболее эродированные участки массива, встречены более «глубокие» горизонты интрузии.

Ниже мелкокристаллических гранитов выделяется зона, где развиты преимущественно крупнозернистые разности пород, а также порфировидные граниты с кристаллами полевых шпатов до 1,5–3,0 см, иногда 5,0 см. Для гранитов этой зоны характерны глинизация, пелитизация, серицитизация и хлоритизация полевых шпатов, наблюдается разрушение биотита с образованием вторичного мусковита, отчетливо видны следы коррождения карбонатами зерен кварца [38]. Плотность пород составляет 2,54–2,69 г/см³. Открытая пористость колеблется от 3,4 до 7 %, достигая иногда 12,4 %.

Ниже по разрезу, в тех случаях, когда скважина не подсекает разрывное нарушение, залегают практически не измененные граниты. Окраска их беловато-серая, минералы имеют четкую форму, мусковитизация биотита отмечается редко. Зеленоватая окраска, почти постоянная для пород вышележащих зон как следствие хлоритизации плагиоклазов, здесь не отмечена. Величина открытой пористости резко снижается (0,24–0,46 %), а плотность возрастает (2,65–2,71 г/см³).

Отмеченные выше неоднородности в строении гранитного массива находят отражение и в геофизической характеристике разреза. Для средней зоны или зоны разуплотнения, свойственны резкие колебания величин сопротивления, увеличение диаметра ствола скважин. Наличие менее плотных горизонтов подтверждается и данными акустического каротажа. Не-

измененным разностям пород присущи монотонная запись электрокаротажа и близкий к номинальному диаметр скважин.

При вскрытии пластообразной зоны разуплотнения отмечаются резкое увеличение скорости проходки скважин, поглощения промывочной жидкости (иногда интенсивные), газопроявления (см. Рис. 14). Проведение работ по интенсификации притока в этих интервалах показало значительное уменьшение градиента гидроразрыва пласта. Так, например, если в монолитных гранитах градиент гидроразрыва составляет 1,9–2,0 ед., то в зоне разуплотнения он понижается до 1,65–1,54 ед. Это также свидетельствует о присутствии горизонтов с повышенной проницаемостью, что, в свою очередь, требует большого объема работ для ликвидации зоны кольматации при вызове притока.

Таким образом, имеющийся фактический материал позволяет говорить о развитии в гранитной интрузии пластообразных участков разуплотнения, приуроченных к прикупольной его части. Максимально разрушены граниты в случае пересечения этих горизонтов разрывными нарушениями (скв. 12, 16, 18, 25). С этими интервалами разреза связаны наиболее высокодебитные притоки УВ. Следовательно, можно говорить о том, что резервуар в гранитном массиве несет в себе элементы как пластового, так и жильного характера. Образование пластообразной зоны разуплотнения связано с явлениями термоусадки в момент раскристаллизации гранитоидной магмы [10, 13], в то время как жильной зоны – с разрывными нарушениями.

Сделанные выводы находятся в полном соответствии с исследованиями в области рудной геологии. Установлено, что при внедрении магматического расплава в относительно холодные вмещающие породы по краю интрузива образуется зона быстрого охлаждения, в пределах которой магма твердеет, превращаясь в сравнительно мелкозернистую породу – «зону закалки» [32, 33]. В соответствии с геотермическим градиентом быстрее

охлаждаются верхние части интрузивов, особенно их апикальные части, где образуется наиболее мощная «зона закалки», являющаяся подобием жесткой аркообразующей конструкции. Такие формы, как известно, обладают повышенной несущей способностью [14]. В то же время внутри камеры продолжает существовать жидкий расплав. По расчетным и экспериментальным данным сокращение его объема к моменту образования твердой фазы составляет около 8,4 %. Следовательно, в процессе застывания магмы будет происходить отрыв кристаллизующегося и оседающего расплава от твердой коры закалки с появлением свободного пространства, где и возникают полости в образующемся кристаллическом массиве. Подобное явление хорошо изучено и в литейном деле [34].

Возникающие в процессе усадки гранитов поля напряжений и сопутствующие им контракционные трещины хорошо изучены на примере многих массивов [33]. Тектонофизический анализ позволил выявить различные типы контракционных трещин, установить закономерности их распределения и ориентировки. Выявлены два основных вида трещин: пологие трещины отрыва, локализующиеся в апикальных частях гранитных массивов, и субвертикальные трещины скола – в более глубоких его горизонтах (Рис. 15). Эндокинетическая, контракционная природа первого типа трещин доказывается расположением их только в пределах собственно гранитного интрузива и зависимостью ориентировки и плотности от морфологии поверхности его кровли (Рис.15, В).

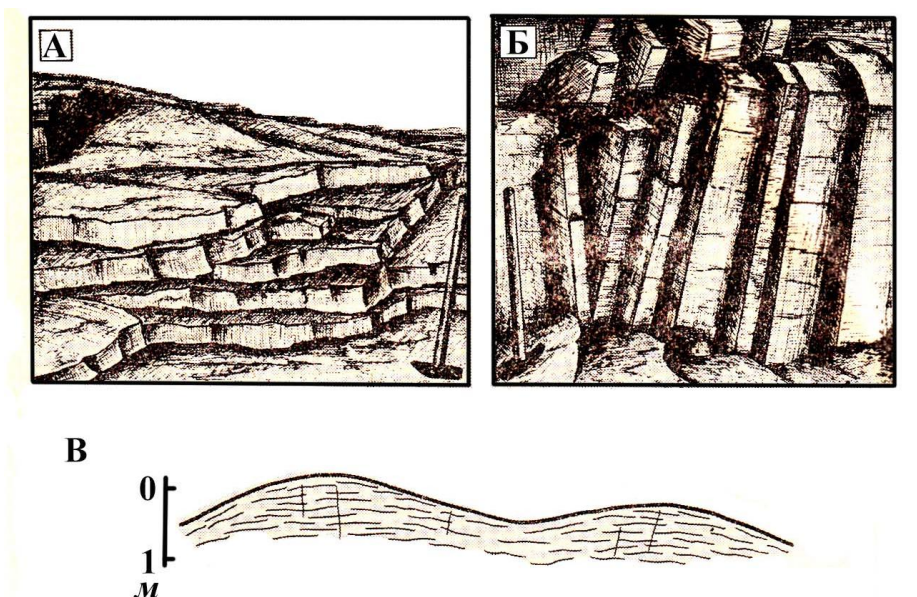


Рис. 15. Морфология и особенности распределения трещин контракции в гранитах Караобинского интрузива [35]

А – структурно-морфологические черты пологих контракционных трещин отрыва; Б – структурно-морфологические черты крутопадающих контракционных трещин скола; В – распределение пологих контракционных трещин в пределах апикальных частей куполовидных выступов гранитного интрузива.

По данным М.А. Осипова [32, 36] образование контракционных трещин начинается уже на магматической стадии, проявляясь в виде так называемых горячих трещин. Увеличение растягивающих напряжений по мере охлаждения интрузива после его кристаллизации ведет к развитию пологих трещин отрыва, затухающих на глубине 150-200 м от его кровли. Максимальное их число приходится на локальные куполовидные выступы интрузии, снижаясь в вогнутых участках. Причиной этого является неравномерная концентрация растягивающих напряжений и зависимость поля напряжений от формы кровли, что, по мнению данного исследователя, связано с различной скоростью теплоотдачи этих участков, неравномерностью охлаждения и проявлением «арочного эффекта».

В условиях закрытой системы, какой является остывающий интрузив, растяжение в верхних его частях приводит к сжатию в более глубоких горизонтах в результате суммарного влияния гравитационного эффекта и

внутренних напряжений в интрузиве [35]. В результате этого образуются субвертикальные сколовые трещины (см. Рис. 15, Б), относящиеся к группе трещин глубинной контракции [37]. Природа сил, обуславливающих возникновение этих трещин, также термоусадочная. Причина смены субгоризонтальных трещин отрыва, развитых в верхних прикупольных частях интрузива, на сопряженные крутопадающие сколы в более глубоких его участках, очевидно, связана с тем, что в более глубоких зонах перестает действовать «арочный эффект», и в более стесненных условиях вертикальная (гравитационная) составляющая реализуется в виде субвертикальных сдвижений, характерных для внутренних частей системы «интрузив – надинтрузивная зона» [37]. Данная закономерность может быть использована как дополнительный критерий для оценки глубины эрозионного среза интрузива.

Последующие инъекции новых порций магматических расплавов в интрузию могут приводить к подновлению трещин первично контрактного генезиса, возникновению новых и более крупных трещин и последующему импульсному их раскрытию [35].

Таким образом, в пределах гранитных интрузий возможно формирование полостей еще на стадии кристаллизации расплава. Последующие тектонические движения приводят к образованию новых систем трещин, разрывов, рассекающих гранитный массив, по которым происходит циркуляция агрессивных гидротермальных растворов, приводящая к выщелачиванию ранее образовавшихся минералов с увеличением диаметра пустот. В итоге создается природный резервуар, который при благоприятных условиях может быть заполнен УВ. Как показала практика геологоразведочных работ на месторождении Оймаша [9, 38], последний может сочетать в себе элементы как пластового, так и жильного характера. Описанные закономерности распространения трещин отрыва и скола в гранитном массиве могут определять преобладающие пути и направления фильтрации

флюидов, в том числе нефти и газа, в гранитном массиве, что необходимо учитывать при разработке месторождения. Наиболее благоприятные условия для формирования скоплений УВ в гранитных массивах, при прочих равных условиях, имеются в их прикупольных частях.

Изучение условий формирования емкостно-фильтрационных свойств в гранитах показало, что помимо термоусадки расплава в процессе его остывания важную роль играют также гипергенные, тектонические, гидротермальные и тектоно-кесонные процессы, которые в итоге создают сложно построенное пустотное пространство, заполняемое при благоприятных условиях нефтью и газом [9, 12, 31].

В 2013 г. на месторождении Оймаша с целью поиска новых нефтегазоперспективных объектов и прогноза зон распространения трещинно-кавернозных коллекторов в доюрских отложениях, апробирована технология CSP (Common Scattering Point – метод общей рассеивающей точки) [39], разработанная российскими специалистами. Сущность метода связана с использованием инновационной технологии обработки и интерпретации сейсмических материалов, на математически точном решении обратной задачи рассеяния в акустическом приближении по данным многократных перекрытий. В результате обработки получены два куба данных: куб данных отраженных волн и куб данных рассеянных волн. Куб отраженных волн (рефлекторов) используется для корреляции целевых горизонтов и построения разломно-блоковой структуры. Куб рассеянных волн (дифракторов) используется для изучения трещинно-кавернозных коллекторов (Рис. 16).

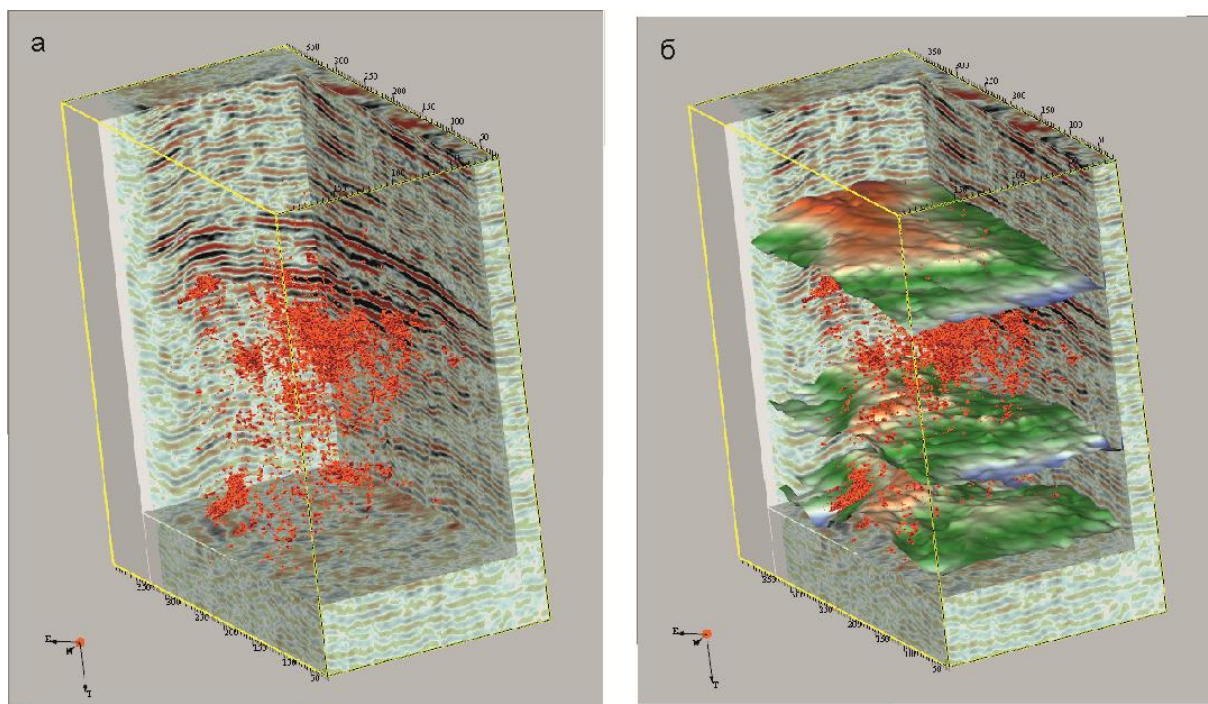
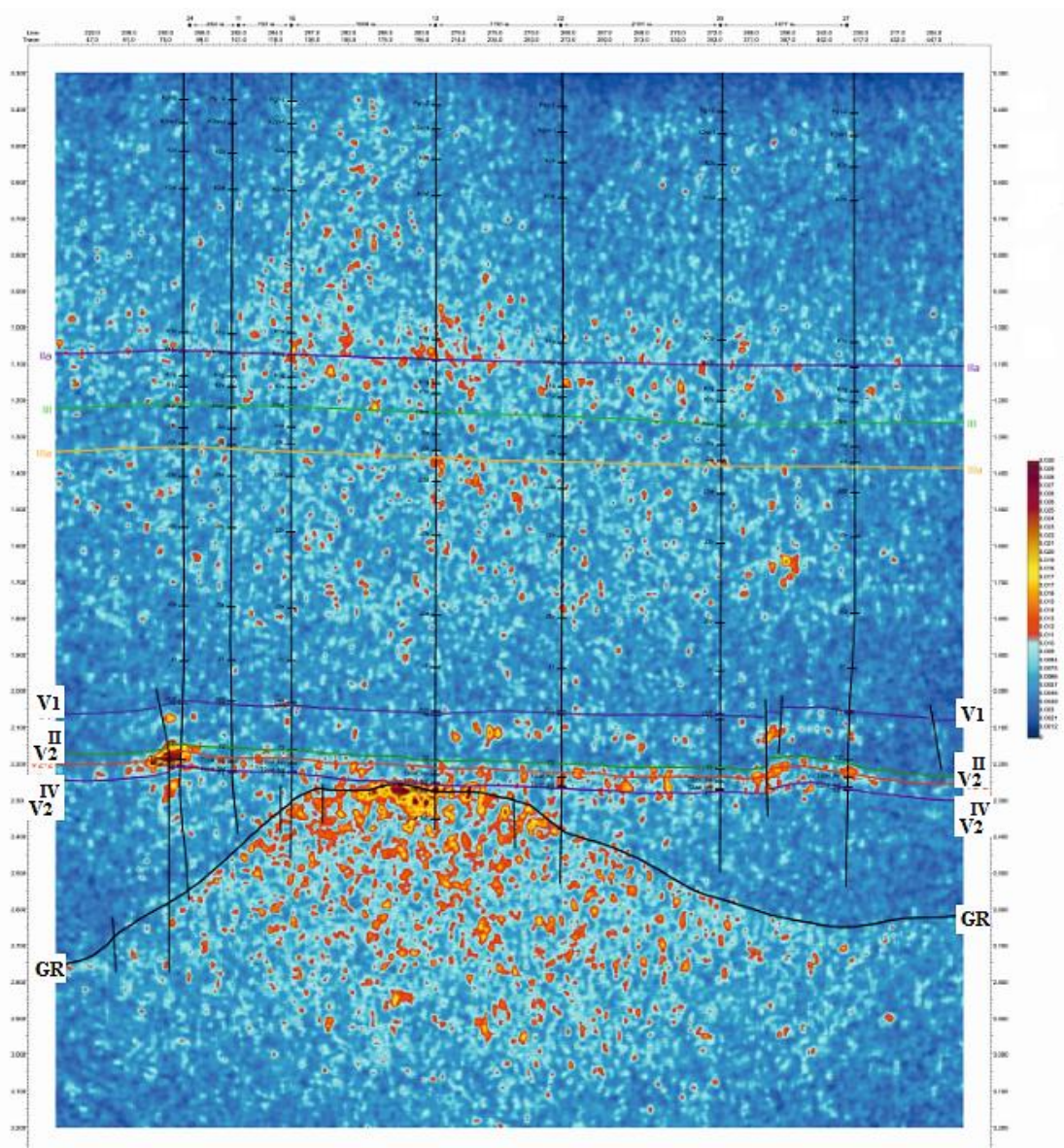


Рис. 16. Сопоставление кубов рефлекторов и дифракторов импортированных в интерпретационный проект [39]

а) куб рефлекторов и дифракторов, б) совместное представление кубов рефлекторов и дифракторов с изохронными поверхностями по горизонтам V_1 , V_2 и VI.

Куб индекса акустических неоднородностей послужил основой для получения площадного и вертикального распределения динамики дифракторов в исследуемых интервалах разреза (Рис. 17).



*Рис. 17. Оймаша. Временной срез куба рассеянных волн по скважинам
№№ 24–11–1Э–22–27 [39]*

Для прогноза зон развития трещинно-кавернозных коллекторов по палеозойским и триасовым породам были построены и проанализированы карты индекса акустической неоднородности (суммарные значения амплитуд рассеянных волн) во временных интервалах, соответствующих продуктивным горизонтам (Рис. 18).

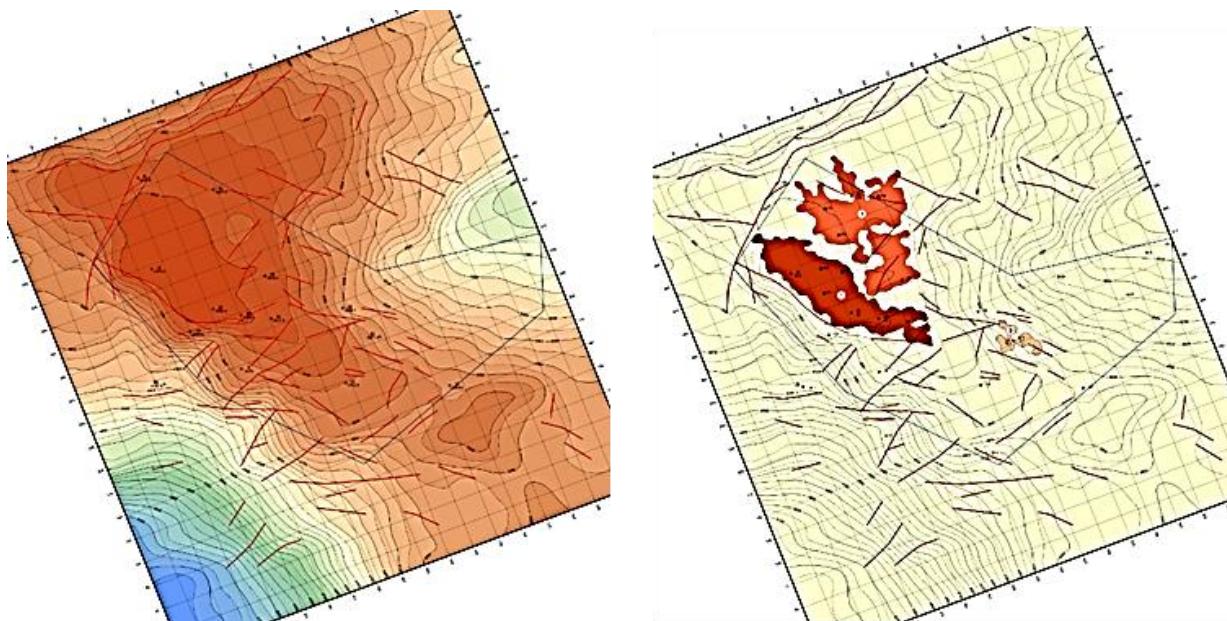


Рис. 18. Оймаша. Структурная карта кровли гранитной интрузии (слева) и карта перспектив (индекса акустической неоднородности) нефтегазоносности гранитной интрузии: темно-красный цвет на карте справа – наиболее перспективные участки [39]

Основные выводы, положительные и отрицательные результаты проведенных работ [39].

1. Положительные. Выделены высокоперспективные участки по обнаружению залежей УВ в гранитоидах фундамента и карбонатах среднего триаса. В результате обработки сейсмических данных методом CSP в волновом поле куба дифракторов граница интрузии выделяется по резкому увеличению энергии рассеивающей компоненты.

2. Отрицательные. Как и в материалах середины 80-х годов прошлого века, в волновом поле отраженных волн, а также их атрибутов гранитная интрузия отображается слабо. На большей части вертикальных срезов по сейсмическому кубу 3Д волновое поле в гранитах не отличается от поля метаморфических вмещающих пород (субпараллельные, переменнo-амплитудные отражения), схожи они и в поле динамических атрибутов.

Заключение

Не вызывает сомнения, что месторождение Оймаша осталось недо-разведанным. Так, по материалам гравirazведки 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 (см. Рис. 18), представляющий практический интерес.

Не установлена нижняя граница нефтегазоносности фундамента. Учитывая материалы керна, отобранного в поисково-разведочных скважинах, результаты интерпретации сейсморазведки МОГТ-3Д методом CSP, нижняя граница нефтегазоносности гранитоидов Оймаши располагается, возможно, гораздо глубже уровня разведанных запасов. Этаж нефтегазоносности залежи в гранитах Оймаши порядка 250 м, скважина № 12 Оймаша прошла бурением по гранитам 267 м, но и на забое 3905 м были подняты трещиноватые граниты со следами выветривания, содержащие в трещинах подвижную нефть [3, 10]. К примеру, этаж нефтегазоносности залежи в гранитах Белый Тигр – 1500 м.

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 [39, 40].

Несомненно также, что предложенная 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 поз-

волит ее модернизировать или даже заменить на новую. Тем не менее, приведенные сведения о строении месторождения Оймаша могут оказаться полезными при планировании и проведении поисково-разведочных работ и в других регионах.

*Работа выполнена при финансовой поддержке проекта
РФФИ 19-05-00165_а*

Список литературы

1. Муслимов Р.Х. Потенциал фундамента нефтегазоносных бассейнов – резерв пополнения ресурсов углеводородного сырья в XXI веке // Георесурсы. - 2003. - Т. 12. - № 4. С. 2-5.
2. Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н. Кристаллический фундамент осадочных бассейнов – ключ к пониманию процессов нефтидогенеза // Углеводородный и минерально-сырьевой потенциал кристаллического фундамента. Казань: Ихлас, 2019. - С. 237-240.
3. Попков В.И. Перспективы поисков залежей нефти и газа в породах фундамента Мангышлака // Освоение нефтяного Мангышлака. Грозный, 1981. - С. 7-11.
4. Богоявленский В.И., Дзюбло А.Д., Иванов А.Н., Богоявленский И.В., Никонов Р.А. Нефтегазность кристаллического фундамента шельфа Вьетнама: Белый Тигр и Дракон // Геология нефти и газа. - 2016. - № 5. - С. 15-19.
5. Гаврилов В.П. Нефтегазность гранитов // Геология нефти и газа. - 2000. - № 6. - С. 44-49.
6. Горюнов Е.Ю., Нгуен М.Х. Основные черты и закономерности строения месторождений нефти и газа в фундаменте Кыулонгской впадины (Вьетнам) // Геология нефти и газа. - 2018. - № 2. - С. 97-103. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-2-97-103.
7. Поспелов В.В. Петрофизическая модель и фильтрационно-емкостные свойства пород фундамента южного шельфа Вьетнама по керновым данным // Актуальные проблемы геологии нефти и газа / Ред. В.П. Гаврилов. М.: Изд-во “Нефть и газ”, 2005. - С. 175-186.
8. Isaev V.I., Nguen H.B. Cavitation in Oil-Gas Reservoirs of the Crystalline Basement from the Well Logging Data on the White Tiger Field in Vietnam // Russian Journal of Pacific Geology. - 2013. - № 7(4). - pp. 237-246. Doi: 10.1134/S1819714013040040.
9. Рабинович А.А., Попков В.И. Анализ результатов опытно-методических геолого-геофизических работ на Песчаномысском опорном полигоне и разработка методов поисков скоплений УВ в сложно-экранированных ловушках Мангышлака. Шевченко: КазНИПИнефть, 1989. - 189 с.
10. 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.
11. Попков В.И. Нефтегазность гранитов (на примере месторождения Оймаша) // Генезис нефти и газа: Материалы Международной конференции. М.: ГЕОС, 2006. - С. 140-142.

12. 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.
13. 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.
14. Попков В.И., Попков И.В. Некоторые тектонофизические аспекты формирования коллекторов нефти и газа в гранитном массиве // Пятая тектонофизическая конференция в ИФЗ РАН. Тектонофизика и актуальные вопросы наук о Земле: Материалы докладов всероссийской конференции с международным участием. М.: ИФЗ, 2020. - С. 548-552.
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. Попков В.И., Япаскерт О.В. К строению фундамента Мангышлака // Доклады АН СССР. - 1982. - Т. 262. - № 2. С. 423-425.
17. Попков В.И., Япаскерт О.В., Демидов А.А. Особенности строения фундамента Мангышлака // Изв. АН СССР. Сер. Геология. - 1986. - № 5. - С. 135-143.
18. 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. - № 3. - 1985. С. 107-110.
19. Попков В.И., Тимурзиев А.И. Отражение гранитных интрузий фундамента в рельефе полуострова Мангышлак // Изв. Вузов. Геология и разведка. - 1983. - № 6. - С. 142-145.
20. 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.
21. Козмодемьянский В.В. Модель Оймашинского нефтяного месторождения // Информ. листок Мангышлакского ЦНТИ. № 46–84. Шевченко, 1984. - 5 с.
22. 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.
23. Крымголец Е.Г. Об условии залегания нефти на месторождении Оймаша (Южный Мангышлак) // Тр. ВНИГРИ. Л., 1982. - С. 81-90.
24. Куприн П.Н. Сочленение гранитов и сланцевых пород на площади Оймаша (Южный Мангышлак) // Вестник Московского университета. Сер. 4. Геология. - 1985. - № 1. - С. 35-41.
25. Попков В.И., Япаскерт О.В., Клычников А.В. Доюрские образования Песчаномыско-Ракушечной зоны Южного Мангышлака // Бюлл.МОИП. Отд. Геол. - 1984. - Вып. 4. - Т. 59. - С. 95-101.
26. Махутов К.А. Геологическая модель газонефтяного месторождения Оймаша // Информ. листок Мангышлакского ЦНТИ. № 85. Шевченко, 1987. - 5 с.
27. Дорофеев В.И., Хасанов Б.К. Технологическая схема разработки нефтяного месторождения Оймаша. Шевченко: КазНИПИнефть, 1986. - 235 с.
28. Дорофеев В.И., Дорофеева Л.Е., Малютин А.Е. Пересчет запасов нефти и газа по месторождению Оймаша. Актау: КазНИПИнефть, 2001. - 298 с.
29. Крупин А.А. Нефтегазоносность гранитной интрузии месторождения Оймаша // Elmi Əsərlər, Научные труды. - 2011. - С. 11-17.

30. 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.
31. Попков В.И., Дорофеев В.И., Дорофеева Л.Е., Малютина А.Е. Условия формирования коллекторов в гранитоидных массивах // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Материалы седьмой международной конференции. М.: ГЕОС, 2004. - С. 406-407.
32. Осипов М.А. Контракция гранитоидов и эндогенное минералообразование. М.: Наука, 1974. - 158 с.
33. Осипов М.А. Формирование расслоенных плутонов с позиций термоусадки. М.: Недра, 1982. - 280 с.
34. Вейник А.И. Теория затвердевания отливов. М.: Машгиз, 1960. - 435 с.
35. Белов С.В. Анализ полей напряжений при образовании постмагматических трещин контракции в куполе гранитов Караобинского интрузива // Известия АН СССР. Серия геологическая. - 1982. - № 12. — С. 101-111.
36. Осипов М.А. Полости и трещины магматической стадии формирования интрузивов гранитоидов // Известия АН СССР. Серия геологическая. - 1978. - № 11. - С. 26-39.
37. Лаумулин Т.М. Редкометальные структуры в геотектоногенах Казахстана. Алма-Ата: Наука, 1977. - 200 с.
38. Попков В.И. Нефтегазоносность гранитоидов фундамента на примере месторождения Оймаша // Геология. Известия Отделения наук и Земле и природных ресурсов. - 2025. - №2. - С. 42-58. DOI 10.24412/2949-4052-2025-2-42-58.
39. 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.
40. 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.

References

- 1.Muslimov R.KH. *Potencial fundamenta neftegazonosnykh bassejnov – rezerv popolneniya resursov uglevodorodnogo syr'ya v XXI veke* [The potential of the foundation of oil and gas basins is a reserve for replenishing hydrocarbon resources in the 21st century] // Georesury. - 2003. - Т. 12. - № 4. pp. 2-5. (in Russian)
- 2.Muslimov R.KH., Plotnikova I.N. *Kristallicheskiy fundament osadochnykh bassejnov – klyuch k ponimaniyu processov naftidogeneza* [The crystalline basement of sedimentary basins is the key to understanding the processes of naphthygenesis] // Uglevodorodnyj i mineral'no-syr'evoy potencial kristallicheskogo fundamenta. Kazan': Ikhlas, 2019. - pp. 237-240. (in Russian)
- 3.Popkov V.I. *Perspektivy poiskov zalezhej nefti i gaza v porodakh fundamenta Mangyshlaka* [Prospects for searching for oil and gas deposits in the rocks of the Mangyshlak foundation] // Osvoenie neftyanogo Mangyshlaka. Groznyj, 1981. - pp. 7-11. (in Russian)
- 4.Bogoyavlenskij V.I., Dzyublo A.D., Ivanov A.N., Bogoyavlenskij I.V., Nikonov R.A. *Neftegaznosnost' kristallicheskogo fundamenta shel'fa V'etnama: Belyj Tigr i Drakon* [Oil

- and Gas Potential of the Crystalline Foundation of the Vietnam Shelf: The White Tiger and the Dragon] // *Geologiya nefti i gaza*. - 2016. - № 5. - pp. 15-19. (in Russian)
5. Gavrillov V.P. *Neftegazonosnost' granitov* [Oil and gas content of granites] // *Geologiya nefti i gaza*. - 2000. - № 6. - pp. 44-49. (in Russian)
 6. Goryunov E.YU., Nguen M.KH. *Osnovnye cherty i zakonomernosti stroeniya mestorozhdenij nefti i gaza v fundamente Kyulongskoj vpadiny (V'etnam)* [Main features and patterns of the structure of oil and gas deposits in the foundation of the Kyulong Depression (Vietnam)] // *Geologiya nefti i gaza*. - 2018. - № 2. - pp. 97-103. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-2-97-103. (in Russian)
 7. Pospelov V.V. *Petrofizicheskaya model' i fil'tracionno-emkostnye svoystva porod fundamenta yuzhnogo shel'fa V'etnama po kernovym dannym* [Petrophysical model and filtration and capacity properties of the rocks of the southern shelf of Vietnam based on core data] // *Aktual'nye problemy geologii nefti i gaza* / Red. V.P. Gavrillov. M.: Izd-vo "Neft' i gaz", 2005. - pp. 175-186. (in Russian)
 8. Isaev V.I., Nguen H.B. *Cavitation in Oil-Gas Reservoirs of the Crystalline Basement from the Well Logging Data on the White Tiger Field in Vietnam* // *Russian Journal of Pacific Geology*. - 2013. - № 7(4). - pp. 237-246. Doi: 10.1134/S1819714013040040.
 9. Rabinovich A.A., Popkov V.I. *Analiz rezul'tatov opytno-metodicheskikh geologo-geofizicheskikh rabot na Peschanomysskom opornom poligone i razrabotka metodov poiskov skoplenij UV v slozhno-ehkranirovannykh lovushkakh Mangyshlaka* [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. (in Russian)
 10. Popkov V.I., Rabinovich A.A., Turov N.I. *Model' rezervuara neft'yanoy zalezhi v granitnom massive* [Model of an oil reservoir in a granite massif] // *Geologiya nefti i gaza*. - 1986. - № 8. - pp. 27-31. (in Russian)
 11. Popkov V.I. *Neftegazonosnost' granitov (na primere mestorozhdeniya Ojmasha)* [Oil and Gas Potential of Granites (Based on the Oymasha Field)] // *Genezis nefti i gaza: Materialy Mezhdunarodnoj konferencii*. M.: GEOS, 2006. - pp. 140-142. (in Russian)
 12. Popkov V.I. *Faktory, kontroliruyushchie obrazovanie fil'tracionnykh i emkostnykh svoystv v granitnom massive mestorozhdeniya Ojmasha* [Factors controlling the formation of filtration and capacitive properties in the Oymasha granite massif] // *Yuzhno-Rossiiskij vestnik geologii, geografii i global'noj ehnergii*. - 2004. - № 3 (9). - pp. 297-298. (in Russian)
 13. Popkov V.I., Popkov I.V. *Kontrakciya granitov i formirovanie kollektorov nefti i gaza* [Contraction of granites and formation of oil and gas reservoirs] // *Geologiya. Izvestiya Otdeleniya nauk o Zemle i prirodnykh resursov Akademii nauk Respubliki Bashkortostan*. - 2020. - № 27. - pp. 31-36. (in Russian)
 14. Popkov V.I., Popkov I.V. *Nekotorye tektonofizicheskie aspekty formirovaniya kollektorov nefti i gaza v granitnom massive* [Some tectonophysical aspects of oil and gas reservoir formation in a granite massif] // *Pyataya tektonofizicheskaya konferenciya v IFZ RAN. Tektonofizika i aktual'nye voprosy nauk o Zemle: Materialy dokladov vserossiiskoj konferencii s mezhdunarodnym uchastiem*. M.: IFZ, 2020. - pp. 548-552. (in Russian)
 15. Korostyshevskij M.N., Popova L.A. *Podschet zapasov nefti i gaza po mestorozhdeniyu Ojmasha Gur'evskoj oblasti Kazakhskoj SSR po sostoyaniyu na 01.07.89g.* [Calculation of oil and gas reserves at the Oymasha field in the Guryev region of the Kazakh SSR as of 01.07.89]. Shevchenko: KaZNIPIneft', 1989. - 210 p. (in Russian)

16. Popkov V.I., Yapaskurt O.V. *K stroeniyu fundamenta Mangyshlaka* [To the foundation structure of Mangyshlak] // Doklady AN SSSR. - 1982. - Т. 262. - № 2. pp. 423-425. (in Russian)
17. Popkov V.I., Yapaskurt O.V., Demidov A.A. *Osobennosti stroeniya fundamenta Mangyshlaka* [To the foundation structure of Mangyshlak] // Izv. AN SSSR. Ser. Geologiya. - 1986. - № 5. - pp. 135-143. (in Russian)
18. Palamar' V.P., Popkov V.I., Prazdnikov A.V., Rabinovich A.A. *Prognozirovanie neftegazonosnosti i sovershenstvovanie metodiki poiskov i razvedki skoplenij uglevodorodov i nizkopronicaemykh porodakh* [Prediction of oil and gas potential and improvement of methods for searching and exploring hydrocarbon accumulations in low-permeability rocks] // Izv. VUZov. Geologiya i razvedka. - № 3. - 1985. pp. 107-110. (in Russian)
19. Popkov V.I., Timurziev A.I. *Otrazhenie granitnykh intruzij fundamenta v rel'efe poluostrova Mangyshlak* [Reflection of granite basement intrusions in the relief of the Mangyshlak Peninsula] // Izv. Vuzov. Geologiya i razvedka. - 1983. - № 6. - pp. 142-145. (in Russian)
20. Asmolov V.S. *O vozmozhnosti obnaruzheniya na Mangyshlake novykh tipov mestorozhdenij nefti i gaza (na primere mestorozhdeniya Ojmasha)* [On the possibility of discovering new types of oil and gas fields in Mangyshlak (using the Oymasha field as an example)] // Inform. listok Mangyshlaskogo CNTI. № 30–31. Shevchenko, 1984. - 6 p. (in Russian)
21. Kozmodem'yanskij V.V. *Model' Ojmashinskogo neftyanogo mestorozhdeniya* [Model of the Oymashinsky oil field] // Inform. listok Mangyshlaskogo CNTI. № 46–84. Shevchenko, 1984. - 5 p. (in Russian)
22. Cherbyanova L.F., Fedulova N.V., Korostyshevskij M.N. *Neftyanaya zalez' v granitakh mestorozhdeniya Ojmasha* [Oil deposit in the granites of the Oymasha deposit] // Izv. AN Kaz. SSR. Ser. Geologiya. - 1988. - № 5. - pp. 67-77. (in Russian)
23. Krymgol'c E.G. *Ob uslovii zaleganiya nefti na mestorozhdenii Ojmasha (Yuzhnyj Mangyshlak)* [On the condition of oil deposits at the Oymasha field (South Mangyshlak)] // Tr. VNIGRI. L., 1982. - pp. 81-90. (in Russian)
24. Kuprin P.N. *Sochlenenie granitov i slancevykh porod na ploshchadi Ojmasha (Yuzhnyj Mangyshlak)* [Junction of granites and shale rocks in Oymash (South Mangyshlak)] // Vestnik Moskovskogo universiteta. Ser. 4. Geologiya. - 1985. - № 1. - pp. 35-41. (in Russian)
25. Popkov V.I., Yapaskurt O.V., Klychnikov A.V. *Doyurskie obrazovaniya Peschanomyssko-Rakushechnoj zony Yuzhnogo Mangyshlaka* [Pre-Jurassic formations of the Peschanomys-Rakushechnaya zone of the Southern Mangyshlak] // Byull.MOIP. Otd. Geol. - 1984. - Vyp. 4. - Т. 59. - pp. 95-101. (in Russian)
26. Makhutov K.A. *Geologicheskaya model' gazoneftyanogo mestorozhdeniya Ojmasha* [Geological model of the Oymash gas-oil field] // Inform. listok Mangyshlaskogo CNTI. № 85. Shevchenko, 1987. - 5 p. (in Russian)
27. Dorofeev V.I., Khasanov B.K. *Tekhnologicheskaya skhema razrabotki neftyanogo mestorozhdeniya Ojmasha* [Technological scheme for developing the Oymash oil field]. Shevchenko: KaZNIPIneft', 1986. - 235 p. (in Russian)
28. Dorofeev V.I., Dorofeeva L.E., Malyutina A.E. *Pereschet zapasov nefti i gaza po mestorozhdeniyu Ojmasha* [Recalculation of oil and gas reserves at the Oymasha field]. Aktau: KaZNIPIneft', 2001. - 298 p. (in Russian)
29. Krupin A.A. *Neftegazonostnost' granitnoj intruzii mestorozhdeniya Ojmasha* [Oil and Gas Potential of the Oymash Granite Intrusion] // Elmi Əsərlər, Nauchnye trudy. - 2011. - pp. 11-17. (in Russian)

30. Krupin A.A., Rykus M.V. *Neftegazonosnost' granitov skladchatogo fundamenta Yuzhnogo Mangyshlaka (na primere mestorozhdeniya Ojmasha)* [Oil and gas potential of the granites of the folded basement of the Southern Mangyshlak (using the Oymasha field as an example)] // *Neftegazovoe delo*. – 2011. – Т. 9. – № 3. – pp. 13-16. (in Russian)
31. Popkov V.I., Dorofeev V.I., Dorofeeva L.E., Malyutina A.E. *Usloviya formirovaniya kollektorov v granitoidnykh massivakh* [Conditions for the formation of reservoirs in granitoid massifs] // *Novye idei v geologii i geokhimii nefti i gaza. Materialy sed'moj mezhdunarodnoj konferencii*. M.: GEOS, 2004. – pp. 406-407. (in Russian)
32. Osipov M.A. *Kontrakciya granitoidov i ehndogennoe mineraloobrazovanie* [Contraction of granitoids and endogenous mineral formation]. M.: Nauka, 1974. – 158 p. (in Russian)
33. Osipov M.A. *Formirovanie rassloennykh plutonov s pozicij termousadki* [Formation of layered plutons from the perspective of thermal shrinkage]. M.: Nedra, 1982. – 280 p.
34. Vejniki A.I. *Teoriya zatverdevaniya otlivov* [Theory of solidification of tides]. M.: Mashgiz, 1960. – 435 p. (in Russian)
35. Belov S.V. *Analiz polej napryazhenij pri obrazovanii postmagmaticheskikh treshchin kontrakkcii v kupole granitov Karaobinskogo intruziva* [Analysis of stress fields during the formation of post-magmatic contraction cracks in the dome of the Karabinsky intrusive granite] // *Izvestiya AN SSSR. Seriya geologicheskaya*. – 1982. – № 12. – pp. 101-111. (in Russian)
36. Osipov M.A. *Polosti i treshchiny magmaticheskoy stadii formirovaniya intruzivov granitoidov* [Cavities and cracks in the magmatic stage of granitoid intrusions] // *Izvestiya AN SSSR. Seriya geologicheskaya*. – 1978. – № 11. – pp. 26-39. (in Russian)
37. Laumulin T.M. *Redkometal'nye struktury v geotektonogenakh Kazakhstana* [Rare-metal structures in the geotectonogens of Kazakhstan]. Alma-Ata: Nauka, 1977. – 200 p. (in Russian)
38. Popkov V.I. *Neftegazonosnost' granitoidov fundamenta na primere mestorozhdeniya Ojmasha* [Oil and Gas Potential of the Foundation Granitoids: The Oymasha Field as an Example] // *Geologiya. Izvestiya Otdeleniya nauk i Zemle i prirodnym resursam*. – 2025. – №2. – pp. 42-58. DOI 10.24412/2949-4052-2025-2-42-58. (in Russian)
39. Popkov V.I., Popkov I.V., Krupin A.A. *Novye dannye o stroenii rezervuara neftyanoj zalezhi v granitnom massive i perspektivy dorazvedki mestorozhdeniya Ojmasha* [New data on the structure of the oil reservoir in the granite massif and prospects for further exploration of the Oymash deposit] // *Bulatovskie chteniya. T. 1: Prognoz, poisk i razvedka mestorozhdenij nefti i gaza. Neftegazopromyslovaya geologiya. Razvedochnaya i promyslovaya geofizika*. – 2020. – pp. 155-161. (in Russian)
40. Bortnikov P.B., Majnagashev S.M., Shmakov F.D. *Rezultaty kompleksirovaniya strukturno-deformacionnogo analiza i mikrosejsmicheskogo monitoringa v reshenii zadach kartirovaniya kanalov fil'tracii uglevodorodov* [Results of combining structural-deformation analysis and microseismic monitoring in solving problems of mapping hydrocarbon filtration channels] // *Trudy KH nauchno-prakticheskoy konferencii «Puti realizatsii neftegazovogo i rudnogo potenciala KHMAO-YugrY»*. – 2007. – Т. 1. – pp. 111-114. (in Russian)

Сведения об авторе

Попков Василий Иванович, доктор геолого-минералогических наук, профессор, академик РАЕН, профессор кафедры геологии и геофизики, ФГБОУ ВО «Кубанский государственный университет»

Россия, 350040, Краснодар, ул. Ставропольская, 149

E-mail: geoskubsu@mail.ru

Authors

V.I. Popkov, Professor, Member of Russian Academy of Natural Sciences, Professor of the Department of Geology and Geophysics, Federal State Budgtari Educational Institution of Higher Education Kuban State University
149 Stavropolskaya St., Krasnodar, 350040, Russian Federation
E-mail: geoskubsu@mail.ru

Статья поступила в редакцию 19.12.2025

Принята к публикации 24.06.2026

Опубликована 30.06.2026