



УДК. 555.98

НОВЫЕ ДАННЫЕ О СТРОЕНИИ РЕЗЕРВУАРА НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ В ГРАНИТНОМ МАССИВЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ ДОРАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОЙМАША

●●●●●

NEW DATA ON THE STRUCTURE OF THE RESERVOIR OF AN OIL DEPOSIT IN THE GRANITE MASSIF AND PROSPECTS FOR ADDITIONAL EXPLORATION OF THE OYMASHA FIELD

Попков Василий Иванович

доктор геолого-минералогических наук,
профессор, академик РЕН,
профессор кафедры региональной и морской геологии,
Кубанский государственный университет
geoskubsu@mail.ru

Попков Иван Васильевич

кандидат геолого-минералогических наук,
доцент кафедры региональной и морской геологии,
Кубанский государственный университет
iv-popkov@mail.ru

Крупин Алексей Александрович

исполнительный директор по геологии,
АО «КазНИПИМунайгаз»
geol_geol@mail.ru

Аннотация. Рассмотрены факторы, контролирующие формирование емкостных свойств гранитного массива. Предложена модель резервуара нефти в магматических породах. Сделаны рекомендации по доразведки месторождения.

Ключевые слова: гранитная интрузия, коллектор, резервуар, залежь нефти, доразведка месторождения.

Popkov Vasily Ivanovich

Doctor of geological
and mineralogical Sciences,
Professor, academician
of the Russian Academy of Sciences,
Professor of the Department
of regional and marine Geology,
Kuban state University
geoskubsu@mail.ru

Popkov Ivan Vasilyevich

Candidate of geological
and mineralogical Sciences,
associate Professor
of regional and marine Geology,
Kuban state University
iv-popkov@mail.ru

Krupin Alexey Alexandrovich

Executive Director of Geology,
JSC «Kaznipimunaygas»
geol_geol@mail.ru

Annotation. The factors controlling the formation of capacitance properties of a granite massif are Considered. A model of an oil reservoir in igneous rocks is proposed. Recommendations are made for additional exploration of the field.

Keywords: granite intrusion, reservoir, reservoir, oil Deposit, additional field exploration.

Месторождение Оймаша расположено в пределах Песчаномысско-Ракушечного свода, осложняющего южный борт Южно-Мангышлакского прогиба. Первый прогноз нефтегазонасыщенности фундамента на площади Оймаша был дан в 1981 г. [2], подтвержденный в дальнейшем получением притоков нефти в скв. 9 и 12, ознаменовавших открытие промышленных скоплений нефти в гранитном массиве. 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, введены в геологию резервуаров УВ такие понятия, как «явления термоусадки», «тектоно-кесонный эффект» и др. [1, 7, 11, 12], привнесенные нами из рудной геологии, было зарегистрировано изобретение [6].

В процессе разведки было предложено достаточно много моделей резервуара в гранитном массиве. Не останавливаясь на их анализе, отметим лишь, что большинство из них было или чрезмерно схематичными, или же недостаточно подкреплено имеющимися даже в то время фактическими геологическими материалами. Оймашинское нефтяное месторождение явилось первым в Советском Союзе, где был произведен подсчет запасов нефти в гранитном массиве фундамента, поставленные на государственный баланс, и начата их промышленная эксплуатация. 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 [13] позволила защитить запасы на ГКЗ и легла в основу техсхемы разработки месторождения. Но очень скоро стало ясно, что она не отвечает реальной геологической ситуации и в качестве рабочей модели была принята наша модель [9, 10]. Несмотря на большой срок эксплуатации месторождения, многие данные о его строении остаются малоизвестными широкому кругу специалистов.



Представления об особенностях 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 6,5x2,7 км и амплитудой около 30 м. В поисково-разведочное бурение поднятие было введено в 1978 г. в соответствии с проектом, предусматривавшим заложение поисковых скважин по традиционной методике, применяющейся для опоскования антиклинальных структур. Бурение проектировалось на триасовые отложения, вскрытие интрузивно-метаморфического комплекса фундамента не предполагалось, т.к. на основании данных сейсморазведки считалось, что он залегает 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, были получены притоки нефти из метаморфических пород при пластоиспытаниях, а из отложений триаса был получен 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. 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 [1, 2].

Учитывая, что вторичные коллекторы сформированы в наиболее позднее время, и что нефть содержится в трещинах и пустотах наиболее поздних генераций, с целью прогноза зон повышенной новейшей тектонической трещиноватости был выполнен морфометрический анализ топокарт и изучены космоснимки этой территории [7, 9]. В результате было установлено, что Оймашинскому участку соответствует морфоаномалия, близкая к кольцевой, которая четко выделяется как на фотоснимках, так и на топокартах, соответствующая блоку фундамента, имевшему определенную автономию подвижек в новейшее время.

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

На этом основании была предложена модель Оймашинской нефтяной залежи (или залежей) в породах фундамента и, возможно, триаса, исходя из ее (или их) жильного типа [1]. При этом предполагалось, что наиболее интенсивные процессы разуплотнения пород должны протекать в зонах дизъюнктивного ограничения блока, хотя и допускалась возможность получения притоков нефти и в зонах тектонических нарушений, оперяющих или рассекающих блок. На этом основании 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 скв. 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 скв. № 18 при пластоиспытаниях были получены притоки нефти, газа и воды из измененных гранитов, но затем, возможно 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 6 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 блока, а также в скважине № 31, находящейся в зоне рассекающего блок нарушения. В скважине 26 при разбуривании триасовых отложений отмечались интенсивные газопроявления, но при испытании в колонне притоки не были получены. В скважине 22 из-за аварии опробование вскрытых ею сильно измененных гранитов 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 свидетельствует, что все притоки получены из сильно трещиноватых и гидротермально измененных пород, имеющих узко локальное распространение. Данные бурения указывают также на приуроченность 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, по крайней мере, 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. 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 открывших неизменные породы, притоки нефти не были получены.

В итоге проведенных работ на Оймашинском участке были установлены залежи нефти в отложениях нижней юры, триаса и в гранитах фундамента. Из нижнеюрских отложений (базальный горизонт) приток нефти получен лишь в одной скважине № 10. Из триасовых отложений высокодебитные притоки нефти были получены в скважине № 9 из известняково-вулканогенной толщи и в скв. № 20 из вулканогенно-доломитовой толщи среднего триаса. Кроме того, при пластоиспытаниях был получен приток нефти в скв. № 13 из известняково-вулканогенной толщи, а в скв. 12 получен приток разгазированного раствора с пленками нефти из вулканогенно-известняковой толщи. В колонне эти объекты не опробовались.

Промышленные притоки нефти из гранитов были получены в скважинах № 12, 16, 25, 31. Слабые притоки нефти при опробовании были получены в скважинах № 9 и № 20. Притоки УВ из гранитов при пластоиспытаниях были получены также в скв. № 18, а при опробовании в колонне промышленных притоков получить не удалось.

Притоки нефти были получены и из метаморфических пород фундамента: в скв. № 9 при пластоиспытании (14,4 м³/сут) и в скв. № 20 при опробовании (кратковременный приток).

Почти все скважины, давшие промышленные притоки нефти, вводились в эксплуатацию. Общая накопленная добыча по залежам только за 1981–88 гг. составила 480 тыс. т, в т.ч. по залежи в гранитах 259,5 тыс.т.

Открытая пористость гранитов, в зависимости от степени их измененности вторичными процессами, колеблется от 0,1 % до 12,4–13,4 %. Пластовые давление и температура составляют 149 °С, 475,7 атм. Плотность нефти 0,832–0,841 г/см³, температура застывания +14 °С. Компонентный состав газа: метан 66,55, этан 12,20, пропан 5,2, изобутан и н-бутан 2,4, изопентан и н-пентан 0,7, азот 11,42, кислород 1,53.

Как уже отмечалось, проведенные нами ранее исследования позволили высказать предположение о приуроченности скоплений УВ к зоне дезинтеграции гранитов, связанной с кольцевой системой разрывных нарушений в чехле фундамента, активизированных в новейшее время. Отсюда вытекает и заключение о преимущественно жильном типе залежи [1]. Накопленный позже материал, не противореча в целом этим выводам, свидетельствует о более сложном строении резервуара.

Обработка материалов ГИС, анализ керна и результатов опробований в скважинах позволяют говорить о существовании расслоенности гранитного массива, в результате чего образующиеся отдельные пластообразные тела достаточно четко прослеживаются по разрезу и площади. При вскрытии пластообразной зоны разуплотнения отмечаются увеличение скорости проходки, поглощения промывочной жидкости (иногда интенсивные), газопроявления (рис. 1). 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 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.

Граниты верхней части массива в тех случаях, когда они не подверглись интенсивной эрозии, сложены плотными мелкозернистыми разновидностями. Породы рассечены многочисленными, преимущественно вертикальными трещинами, залеченными кварцем, кальцитом, рудными минералами, битумом [4]. Максимальные значения мощности этой зоны достигают 60–100 м. В скв. 16, 18, 31, открывших наиболее эродированные участки массива, встречены более «глубокие» горизонты интрузии. Здесь же отмечается развитие площадной коры выветривания.

Выветрелые разности гранитов установлены в некоторых скважинах (9, 10) и в зоне контакта с метаморфическими породами.

Ниже зоны мелкокристаллических гранитов выделяется зона, где развиты преимущественно крупнозернистые разности пород, а также порфирированные граниты с кристаллами полевых шпатов до 1,5–3 см, иногда 5 см.

Для гранитов этой зоны характерны глинизация, пелитизация, серицитизация и хлоритизация полевых шпатов, наблюдается разрушение биотита с образованием вторичного мусковита, отчетливо видны следы корродирования карбонатами зерен кварца [5]. Плотность пород составляет 2,54–2,69 г/см³. Открытая пористость колеблется от 3,4 до 7 %, достигая иногда 12,4 % [8]. Перечисленные выше осложнения, возникающие при проводке скважин, приходится именно на эту зону.

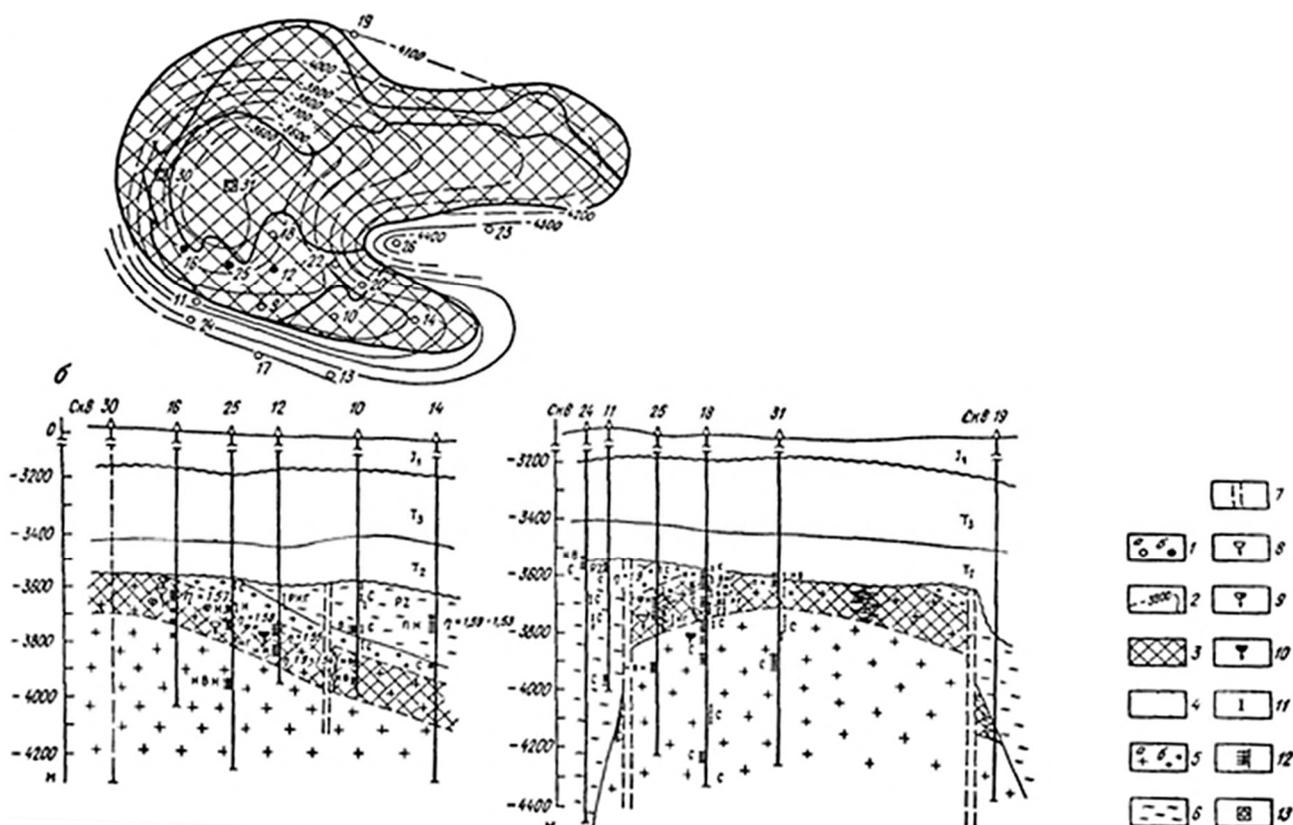


Рисунок 1 – Модель резервуара нефтяной залежи в гранитном массиве площади Оймаша[11]:

- А – структурная схема резервуара в плане, Б – геологические разрезы ,
 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 м³/сут),
 9 – среднего (от 10 до 40 м³/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,
 НВ – нефть и вода; С – пласт «сухой»

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

Таким образом, имеющийся фактический материал позволяет предполагать развитие в гранитной интрузии пластообразных участков разуплотнения. Максимально разрушены граниты и в случае пересечения этих горизонтов разрывными нарушениями (скв. 12, 16, 18, 25).

Следовательно, можно говорить о том, что модель резервуара 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 [7], в то время как жильной зоны – с разрывными нарушениями. Последняя имеет определяющий характер.

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), 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. 2). Куб индекса акустических неоднородностей (ИАН) послужил основой для получения площадного и вертикального распределения динамики дифракторов в исследуемых интервалах разреза (рис. 3).

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. 4).

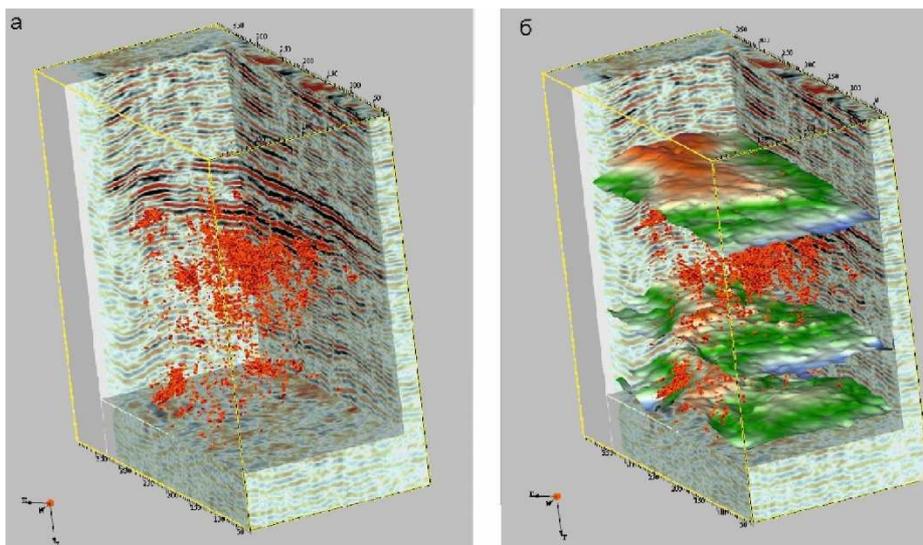


Рисунок 2 – Сопоставление кубов рефлекторов и дифракторов импортированных в интерпретационный проект: а) куб рефлекторов и дифракторов, б) совместное представление кубов рефлекторов и дифракторов с изохронными поверхностями по горизонтам V₁, V₂ и VI

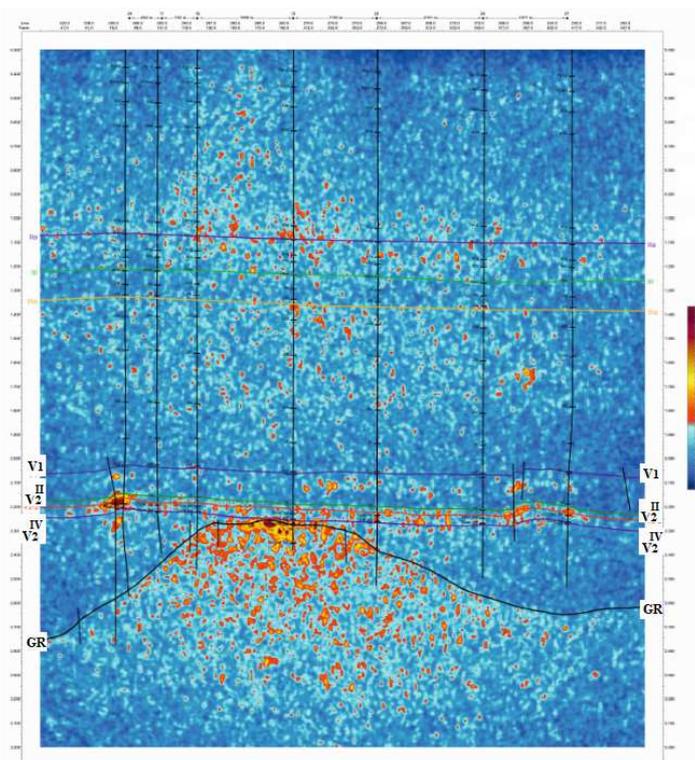


Рисунок 3 – Оймаша. Временной срез куба рассеянных волн по скважинам 24-11-1Э-22-27

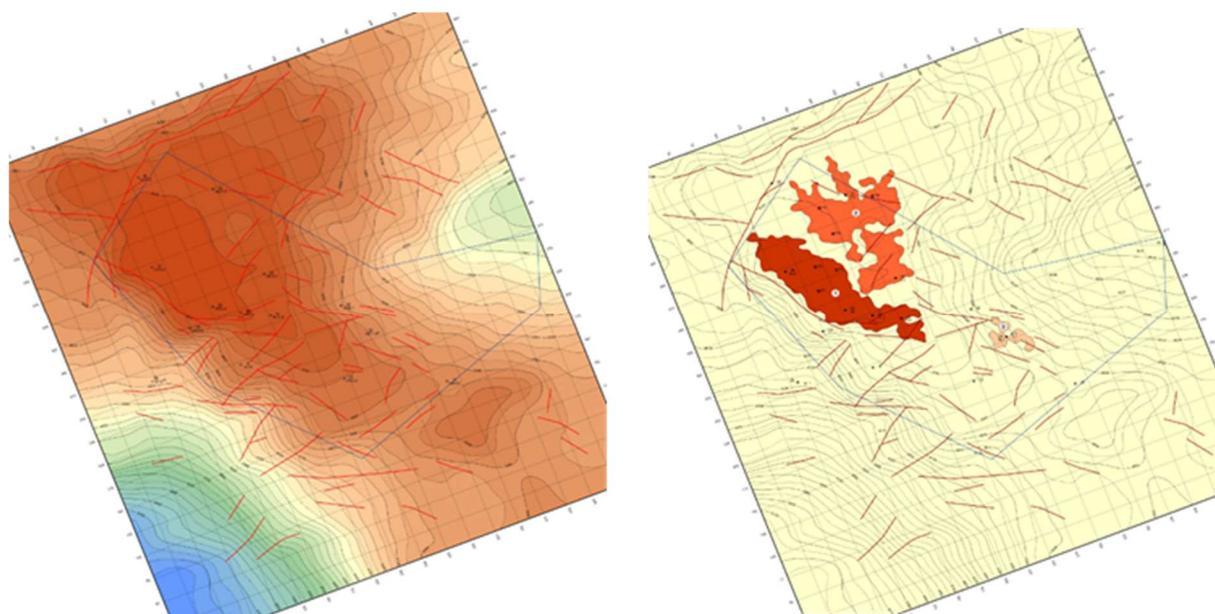


Рисунок 4 – Оймаша. Структурная карта кровли гранитной интрузии (слева) и карта перспектив (индекса акустической неоднородности) нефтегазоносности гранитной интрузии: темно-красный цвет на карте справа – наиболее перспективные участки.

Основные выводы, положительные и отрицательные результаты проведенных работ.

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, переменно-амплитудные отражения), схожи они и в поле динамических атрибутов.

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 (см. рис. 4), 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 Оймаша располагается, возможно, гораздо ниже уровня разведанных запасов. Этаж нефтегазоносности залежи в гранитах Оймаша 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 [5]. 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 гранитной интрузии и метаморфических пород целесообразно провести высокоразрешающие сейсморазведочные работы 3Д с использованием метода сейсмолокации бокового обзора (СЛБО), хорошо зарекомендовавшего себя в других регионах.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ и Администрации Краснодарского края, проект 19-45-230005 p_a и проекта РФФИ 19-05-00165_a.

Литература

1. Паламарь В.П. [и др.]. Прогнозирование нефтегазоносности и совершенствование методики поисков и разведки скоплений углеводородов в низкопроницаемых породах // Известия Вузов. Геология и разведка. – 1985. – № 3. – С. 107–110.
2. Попков В.И. Перспективы поисков залежей нефти и газа в породах фундамента Мангышлака // Освоение нефтяного Мангышлака. – Грозный, 1981. – С. 7–11.



3. Попков В.И., Япаскurt О.В. К строению фундамента Мангышлака // Доклады АН СССР. – 1982. – Т. 262. – № 2. – С. 423–425.
4. Попков В.И. [и др.]. Способ поисков месторождений нефти и газа (изобретение) // А.С. № 1276109, 1987.
5. 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.
6. Попков В.И., Серебряков А.О. Нетрадиционные нефтегазоносные объекты. – Астрахань : Издательский дом «Астраханский университет», 2009. – 183 с.
7. Попков В.И. [и др.]. Факторы, контролирующие образование фильтрационно-емкостных свойств в гранитном массиве месторождения Оймаша // Южно-Российский вестник геологии, географии и глобальной энергии. – 2004. – № 3(9). – С. 297–298.
8. Попков В.И. [и др.]. 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.
9. 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.

References

1. Palamar V.P. [et al.]. Forecasting of oil and gas content and improving the methods of searching and exploration of hydrocarbon accumulations in low-permeable rocks // Izvestiya Vuzov. Geology and exploration. – 1985. – № 3. – P. 107–110.
2. Popkov V.I. Prospects of searching for oil and gas deposits in the rocks of the Mangyshlak Foundation // Development of oil Mangyshlak. – Grozny, 1981. – P. 7–11.
3. Popkov V.I., Yapaskurt O.V. To the structure of the Foundation of Mangyshlak // Reports of the USSR Academy of Sciences. – 1982. – Vol. 262. – № 2. – P. 423–425.
4. Popkov V.I. [et al.]. Method of searching for oil and gas fields (invention) // A.S. № 1276109, 1987.
5. Popkov V.I., Rabinovich A.A., Turon N.I. Model of the reservoir of an oil Deposit in a granite massif // Geology of oil and gas. – 1986. – № 8. – P. 27–31.
6. Popkov V.I., Serebryakov A.O. Unconventional oil and gas objects. – Astrakhan : Astrakhan University Publishing house, 2009. – 183 p.
7. Popkov V.I. [et al.]. Factors controlling the formation of filtration-capacity properties in the granite massif of the Oymasha Deposit // South-Russian Bulletin of Geology, geography and global energy. – 2004. – № 3(9). – P. 297–298.
8. Popkov V.I. [et al.]. Conditions for reservoir formation in granitoid massifs : New ideas in the Geology and Geochemistry of oil and gas / Proceedings of the seventh international conference. – М. : GEOS, 2004. – P. 406–407.
9. Cervanova L.F., Fedulova N.V., Korostyshevsky M.N. Oil reservoir in the granites field Olmasa // Izv. An KAZ. SSR. Ser. Geology. – 1988. – № 5. – P. 67–77.