

**ТРЕЩИНОВАТЫЕ АНГИДРИТЫ КУНГУРА БЛАГОВЕЩЕНСКОЙ  
ВПАДИНЫ В СВЯЗИ С НЕФТЕНОСНОСТЬЮ**

© Масагутов Рим Хакимович,

Государственное бюджетное научное учреждение

«Академия наук Республики Башкортостан»,

г. Уфа, Российская Федерация,

© Минкаев Виталий Наэлевич,

ФГБОУ ВО «Уфимский государственный технический нефтяной университет»,

г. Уфа, Российская Федерация

**Аннотация.** В строении тектонического плана Благовещенской впадины и примыкающего к ней с юго-запада юго-восточного склона Южно-Татарского свода в виде отрицательных форм рельефа в маркирующих поверхностях отложений нижней перми фрагментарно отражены региональные девонские конседиментационные грабенообразные прогибы и полностью, нижнепермские постседиментационные грабенообразные структуры. В доманиковое время на склоне Южно-Татарского между девонскими грабенообразными прогибами и левее возникли региональные протяженные положительные тектонические структуры, названными девонскими зонами горстовидных поднятий терригенного девона, В верхнефранско-нижнефаменское время они наряду с образуемыми бортами депрессий Камской-Кинельской системы прогибов, служили пьедесталами для образования и роста органогенные построек (рифов и биогермов) и штампами для формирования ловушек нефти в вышележащих отложениях, включая нижнепермские. В то-же время, на востоке Благовещенской впадины с наибольшей концентрацией региональных тектонических нарушений, при бурении структурных и поисково-разведочных скважин на небольших глубинах (от менее 100 метров и до 300-400 м) были установлены прямые многочисленные признаки нефтеносности в трещиноватых карбонатах и ангидритах. Трещины в ангидритах обычно проявляется в кунгурском ярусе. Первоначально они были выявлены при литолого-петрографическом изучении кернов, извлеченных при бурении и по данным геофизических исследований в скважинах, а затем проведением структурно-геодинамического картирования трещин по эманациям радона и торона в поверхностных уфимских и неогеновых отложениях. С целью изучения достоверности этого метода и оценки промышленной ценности проявлений нефти был составлен и реализован проект оценочного бурения скважин на Урманской площади с полным вскрытием артинских отложений. Бурение оценочных скважин по данному проекту проводилось между зонами трещиноватости пород и в осевых частях узких трещиноватых полос, которые были выявлены структурно-геодинамическим картированием по сети профилей, расположенных в районах ранее пробуренных нефтяных по кунгурским и артинским отложениям скважин. В данной статье рассмотрена трещиноватость ангидритов кунгурского яруса и связь с ними проявлений нефти разной интенсивности. В связи с выявлением трещиноватости пород и признаков нефти в карбонатах в нижнепермских

---

**Для цитирования:** Масагутов Р.Х., Минкаев В.Н. Трещиноватые ангидриты кунгура Благовещенской впадины в связи с нефтеносностью // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов. 2026. № 1. С. 26-43. DOI 10.24412/2949-4052-2026-1-26-43

---

отложениях, облекающих высокоамплитудные органогенные постройки Камско-Кинельской системы прогибов, также ставится вопрос о необходимости дальнейшего изучения упомянутых пород с целью выявления новых запасов нефти.

**Ключевые слова:** Благовещенская впадина, Южно-Татарский свод, Камско-Кинельская система прогибов, кунгур, грабен, горст, биогерм, риф, трещина, нефтеносность.

## **FRACTURED ANHYDRITES OF THE KUNGUR ROCKS IN THE BLAGOVESHCHENSK DEPRESSION IN RELATION TO OIL CONTENT**

© **Masagutov Rim Khakimovich,**

State Budgetary Scientific Institution

"Academy of Sciences of the Republic of Bashkortostan",

Ufa, Russian Federation,

© **Minkaev Vitaly Naelevich,**

Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education

"Ufa State Technical Petroleum University",

Ufa, Russian Federation

**Abstract.** In the structure of the tectonic plan of the Blagoveshchensk depression and the south-eastern slope of the South Tatar arch adjacent to it from the southwest, regional Devonian consedimentary graben-like troughs and completely Lower Permian postsedimentary graben-like structures are fragmentarily reflected in the form of negative relief forms in the marking surfaces of the Lower Permian deposits. During the Domanik period, on the slope of the South Tatar between the Devonian graben-like troughs and to the left, regional extended positive tectonic structures arose, called Devonian zones of horst-like uplifts of the terrigenous Devonian. In the Upper Frasnian-Lower Famennian period, they, along with the formed sides of the depressions of the Kama-Kinel system of troughs, served as pedestals for the formation and growth of organogenic structures (reefs and bioherms) and stamps for the formation of oil traps in the overlying sediments, including the Lower Permian. Meanwhile, in the eastern Blagoveshchensk Depression, which has the highest concentration of regional tectonic faults, drilling structural and exploratory wells at shallow depths (from less than 100 meters to 300-400 meters) revealed numerous direct signs of oil potential in fractured carbonates and anhydrites. Fractures in anhydrites typically appear in the Kungurian stage. They were initially identified through lithological and petrographic studies of drill cores and well geophysical data, followed by structural and geodynamic mapping of fractures based on radon and thoron emanations in surface Ufimian and Neogene deposits. To study the validity of this method and assess the commercial value of oil shows, a project was developed and implemented for appraisal drilling in the Urmanskaya area, fully penetrating Artinskian deposits. Appraisal wells for this project were drilled between fractured rock zones and in the axes of narrow fractured bands identified by structural and geodynamic mapping along a network of profiles located in the areas of previously drilled oil wells in the Kungurian and Artinskian deposits. This article examines the fracturing of Kungurian anhydrites and their relationship to oil shows of varying intensity. The discovery of fracturing and signs of oil in carbonates in Lower Permian deposits enveloping the high-amplitude organogenic structures of the Kama-Kinel trough system raises the need for further study of these rocks to identify new oil reserves.

**Keywords:** Blagoveshchensk Depression, South Tatar Arch, Kama-Kinel trough system, Kungurian, graben, horst, bioherm, reef, fracture, oil potential.

**Введение.** В 60-тых годах двадцатого века на юго-восточном склоне Южно-Татарского свода в ниже-тиманских отложениях девона было выявлено тектоническое нарушение в виде грабена северо-восточного простирания, которое, как выяснилось, экранировало с юго-востока Демское и Сатаевское месторождение с залежами нефти в терригенных отложениях среднего и верхнего девона. Впоследствии по данным геологоразведочных работ было установлено его продолжение через весь юго-восточный склон Южно-Татарского свода и Благовещенскую впадину в пределы южного склона Башкирского свода. Нарушение, известное в научной литературе как Сергеевско-Демский девонский конседиментационный прогиб, имеет размеры в поперечном сечении до 1 км, по простиранию около 200 км. На всем своем протяжении, с небольшими перерывами, он с юго-восточной стороны контролирует месторождения нефти в различных горизонтах терригенного девона и находит свое выражение в вышележащих отложениях, в том числе и нижнепермском структурном плане по литолого-геофизическому реперу К4 (кровля пачки  $a_2$ ) в низах кунгурского яруса. В семидесятые и последующие годы к востоку от Сергеевско-Демского грабена был выявлен Тавтимановско-Уршакский девонский конседиментационный грабенообразный прогиб с нефтеносными месторождениями в терригенном девоне и карбоне вдоль него (Богатовское, Блохинское, Ильинское, Искринское, Лунское, Тавтимановское, Бузовьязовское, Уршакское) и другие.

На склоне Южно-Татарского свода, между девонскими конседиментационными грабенообразными прогибами, под воздействием тангенциальных сил сжатия в конце среднего франа образовались линейные зоны горстовидных поднятий, Аскаровско-Бекетовская и Новониколаевско—Елатминско-Турумбетовская. Возможно их продолжение в Благовещенскую впадину. В Благовещенской впадине, западнее Сергеевско-Демского грабена, получили развитие Волковско-Луговская и Восточно-Петропавловская зоны девонских горстовидных поднятий, недоизученных в направлении к юго-восточному склону Южно-Татарского свода. Простирание девонских зон горстовидных поднятий также северо-восточное, но отличается большим азимутом отклонения в восточном направлении от меридионального, по сравнению с конседиментационными прогибами. Основная масса высокоамплитудных, но небольших по площади поднятий горстовидного типа, как и шельфовые биогермы верхнефранско-нижнефаменского возраста, служили штампами, над которыми в процессе уплотнения вышележащих отложений, включая нижнепермские, формировались надштамповые локальные структуры, которые, как и сами штампы, контролировали залежи нефти. Корнями положительных структур в осадочном чехле выше верхнефаменских и турнейских отложений были и более крупные и высокоамплитудные рифовые массивы верхнефранско-фаменского и турнейского возрастов. Они выросли в совершенно других литолого-палеогеографических условиях

внутриформационных Актаныш-Чишминской и Инзеро-Усольской палеодепрессий Камско-Кинельской системы некомпенсированных прогибов (ККСП), пересекавших Благовещенскую впадину с северо-запада на юго-восток. При наличии карбонатных коллекторов и ангидритовых покрышек в отложениях нижней перми над ними, Южно-Татарский свод со своими склонами и другие тектонические регионы, представляет интерес в отношении выявления новых залежей нефти пластово-сводового или структурно-литологического типов. В восточной половине Благовещенской впадины представляют и ловушки трещинного (жильного) типа [1].

Постседиментационные грабенообразные прогибы (Турбаслинский, Загорский, Охлебнинско-Кармаскалинский, Толбазинский, Кулляровско-Баишевский, Алайгировский, Лобовский и Сабитовский), как и девонские, являются результатом растягивающих напряжений по сбросовым нарушениям, активизированным, соответственно, в после-нижнепермское и пред-пашийское время. Они расположены между Тавтимановско-Уршакским девонским грабенообразным прогибом и западным ограничением Бельской депрессии Предуралья краевого прогиба. Другие, Жилинский, Шмидтовский и Уфимский находятся западнее Тавтимановско-Уршакского. Все постседиментационные грабены имеют близкое простирание с девонскими зонами горстовидных поднятий и к зонам их развития приурочены небольшие залежи нефти от пород терригенного девона вплоть до нижнепермских.

В открытии и изучении разнообразных протяженно-линейных девонских тектонических нарушений и связанных с ними месторождений нефти принимали участие многие геологи и геофизики. Среди них Лисовский Н.Н., Афанасьев В.С., Ключников Н.И., Зубик И.Я., Орлов Ю.А., Антонов А.М., Пастухов А.Г., Хлебников В.Д., Драгунский А.К., Тагиров И.А., Кухаренко Ю. Н., Калинин А.К., Хатьянов Ф.А., Лозин Е.В., Масагутов и другие.

На Богатовском и Искринском месторождениях структурным и поисковым бурением на востоке Благовещенской впадины выявлены мелкие залежи нефти в сакмарском, артинском и кунгурском ярусах нижней перми, а многочисленные ее проявления нефти также установлены при бурении структурных, поисковых и поисково-разведочных скважин на более чем 30 площадях: Алкинской, Балтийской, Бекетовской, Благовещенской, Бузовьязовской, Гумеровской, Гуровской, Десяткинской, Дергачевской, Жуковской, Загорской, Ибрагимовской, Саргаязской, и других. Проявления нефти в сакмарских и артинских отложениях связаны исключительно с карбонатными породами, а в кунгурских, кроме них, в качестве коллекторов, немаловажную роль приобретают и нетрадиционные ангидриты.

В изучение геологии и нефтеносности кунгурских отложений нижней перми Благовещенской впадины и Южно-Татрского свода весомый вклад внесли Ключников Н.И., Лукьянов В.Г., Крылов В.В., Гордеев В.В., Юрганов Ю.М., Смирнов В.А., Федорченко В.А., Ю. А., Ломтев, Иванов Б.А., Шавалиев Г.Ш.,

Абдукаев М.М., Самсонов М.П., Захаров А.П., Масагутов Р.Х, Минкаев В.Н. и другие геологи.

### **Краткие сведения о методе выделения трещиноватых ангидритов в отложениях кунгурского яруса**

Отложения филипповского горизонта, к востоку от северо-восточной части Тавимановско-Уршакского девонского грабенообразного прогиба в Благовещенской впадине, представлен Урманским типом разреза, с чередованием 5 пачек: (снизу вверх):  $a_1$  (ангидритовой), состоящей из двух толстых пластов ангидрита и пласта доломита, разделяющим их;  $a_2$  (оолитово-доломитовой);  $a_3$  (ангидритово-доломитовой) (ангидриты, разделенные в средней части доломитом);  $a_4$  (доломитовой); в нижней ее части залегают доломиты, в верхней, ангидриты;  $a_5$  (ангидритовой), в которых доминирующее значение принадлежит ангидритам с толщинами в несколько десятков метров. В вышележащем иренском горизонте ангидриты участвуют в строении пачки с [2]. На отдельных участках рассматриваемой территории ангидриты трещиноваты и содержат залежи жидкой нефти. Трещины были выделены литолого-петрографическим изучением кернового материала структурных скважин и геофизическими исследованиями в них. Распространение тектонических трещин было изучено методом структурно-геодинамического картирования (СГДК), основанного на замерах эманацій радона и торона в деформируемых покровных отложениях, находящихся в аномально напряженном состоянии при воздействии тектонических нарушений в подстилающих породах, по которым происходило поступление радиоактивного газа [3, 4, 5]. При выборе участков для проведения структурно-геодинамического картирования на востоке (Урманская площадь) и западе (Волковское месторождение) Благовещенской впадины [6,7]. руководствовались двумя факторами: обязательным присутствием проявлений нефти в нижнепермских породах в ранее пробуренных скважинах; развитие трещиноватости и ее отсутствие в приповерхностной части покровных отложениях по данным дешифрирования материалов аэрофотосъемки. СГДК проводилось по следующей схеме. В районах пробуренных скважин с проявлениями нефти, на площадках размером, в основном, 200 \* 200 м намечались не менее 6 профиля, расположенных вкост простирания трещиноватости, выделенной при дешифрировании. Забор проб воздуха осуществлялся из шпуров глубиной 0,6-0,7 м из покровных отложений по каждой линии профиля через каждые 5 м при фоновых показаниях. При изменениях значений радиоактивности шаг отбора проб уменьшался до 2,5 м, иногда до 1 м. В отобранных пробах воздуха определялось содержание изотопов радона и торона эманометром «Радон». Полученные значения заносились в таблицы, а затем вводились в компьютер и обрабатывались по соответствующей программе. Полученные компьютерные профили характеризовали изменения концентраций радиоактивных газов. На основе построенных профилей составлялась карта геодинамических зон по каждому участку. На площадях

выделены геодинамические аномалии 1-ой категории, соответствующие участкам разрывных тектонических нарушений и 2-ой категории, соответствующие участкам трещиноватых тектонических зон. Все они в дальнейшем по тексту фигурируют под общим названием аномальные зоны трещиноватости пород (АЗТП).

В других тектонических регионах платформенного Башкортостана, Башкирском своде, Бирской седловине и Салмышской впадине востока Волжско-Камской антеклизы, ангидриты кунгурского яруса обычно плотные и на сегодняшний день проявления нефти в них не выявлено. СГДК на них не проводились. На Южно-Татарском своде, за исключением юго-восточного склона, расположенном восточнее Сергеевско-Демского девонского грабенообразного прогиба, наблюдались признаки нефтеносности.

На рассматриваемой территории наибольшее количество скважин (921) с проявлениями нефти отмечено в отложениях филипповского горизонта кунгура, из них в 164 скважинах в жидком виде. По пачкам распределение скважин с жидкой нефтью выглядит следующим образом. В пачке  $a_1$  75, пачке  $a_2$  - 58, пачке  $a_3$  - 11, пачке  $a_4$  - 14 и пачке  $a_5$  - 36. Во многих скважинах пачки сложены ангидритами. Как показывают визуальные и микроскопические исследования керн и геофизическое изучение в скважинах, пустотное пространство в них связано с трещинами, возникшими при формировании постседиментационных грабенообразных прогибов и новейших тектонических напряжений после диагенеза пород. На Тавтимановской площади пачка  $a_1$  в скважинах 11, 13, 45, 67, 79, 80, 82, 83, 91, 94 и 99 визуальна представлена трещиноватыми ангидритами, по трещинам наблюдается нефть. Пачка  $a_3$  также сложена трещиноватыми ангидритами в скважинах 11, 12, 24, 31, 45, 54, 61, 80, по трещинам нефть. Максимальная толщина с признаками нефти отмечена в скважине 80, в которой она составляет 7,65 м. В пачке  $a_4$  признаки нефти из трещиноватых ангидритов зафиксированы в 14 скважинах: 12, 15, 16, 20, 24, 31, 45, 46, 54, 61, 63, 79, 80, 201. Наибольшая толщина трещиноватых ангидритов выделена в скважине 80. В скважине 24 с глубины 211,8 м на поверхность выходила нефть во время циркуляции промывочной жидкости. В пачке  $a_5$  нефтеносность в трещиноватых ангидритах выявлена в скважинах 13, 21, 45, 62 и 63. Наибольшие толщины пачки с проявлениями нефти выделены по данным скважин 13, 62 и 63, в которых изменяется от 15 до 24, 9 м. Во всех перечисленных пачках скважин, за исключением скважины 63, трещины в основном, вертикальные. В скважине 63 - извилистые. Так, по первичному описанию ангидрит, поднятый из верхней части пласта  $a_1$  из поисковой скважины 30 Урман, голубовато-серый, плотный, крепкий, с примесью темного глинистого материала. При изучении под оптическим микроскопом шлифов ангидрит мелкозернистый, состоит на 95 % из одноименных зерен и на 5 % из глинистого материала. Зерна бесцветного ангидрита неправильной формы, с размерами 0,02-0,2 мм, беспорядочно расположены по отношению друг к другу. Участками зерна

ангидрита игольчатой формы образуют радиально-лучистые сростки. В породе наблюдаются включения темного глинистого материала, вертикальные и горизонтальные трещины, на стенках которых присутствует нефть. Вертикальные и горизонтальные трещины также выявлены при описании ангидрита с прослойками слабо пористого доломита, извлеченного в структурной скважине 208 Нагаевской площади (интервал 231,8-239,8 м, вынос керна 1,5 м). Пустоты в ангидрите и в доломите заполнены нефтью. Ангидрит, извлеченный с глубины 187 м в структурной скважине 378 Кармаскалинской площади, имеет сланцеватую текстуру. По трещинам наблюдается глинистый материал и доломит, пропитанный по кавернам нефтью.

Ниже приведены примеры скважин, в которых до проведения СГДК при бурении и испытании из трещиноватых ангидритов были получены притоки нефти. Учитывая небольшие глубины, с которых они были получены (от менее 100 метров до 300-400 м), притоки можно отнести к промышленным.

#### **Примеры нефтеносности кунгурских ангидритов в некоторых структурных скважинах площадей востока впадины до проведения СГДК.**

На Тавтимановской площади, как отмечено выше, трещиноватость ангидритов отмечена в 4-х пачках. В качестве примера проявлений нефти приводятся данные по пачке а<sub>1</sub> отмеченных в 20 скважинах (11, 13, 45, 67, 79, 80, 82, 83, 91, 94, 99 и др.). В скважинах 82 и 91 нефть проявлялась в виде капель и пленки в промывочной жидкости при ее вскрытии бурением. В скважине 94 при испытании через 3-х дюймовую обсадную колонну из пачки а<sub>1</sub> периодически поступала нефть дебитом 1,45 м<sup>3</sup>/сут., а в скважине 99 первоначальный дебит составил 4,5 м<sup>3</sup>/сут, который через месяц снизился до 2,2 м<sup>3</sup>/сут. Плотность нефти скважин 91, 94 и 99 в поверхностных условиях колеблется от 871 до 895 кг/м<sup>3</sup>. В этой пачке проявления нефти отмечены в 9 скважинах, по некоторым из них приведены интервалы, в которых они отмечались. Так, по трещинам жидкая нефть в скважине 1 наблюдалась в керне из интервалов 56,5-57,5 м (выход керна 1,5 м) и 79,0-84,8 м (выход керна 1,5 м.). Густая черная нефть по вертикальным трещинам ангидрита отмечена в интервалах 63,0-64,5 м, 70,0-72,0 м и 72,0-83,9 м в разрезе скважины 13. Выход керна из них, составил, соответственно, 1,0 м, 2,0 м 7,9 м. В целом, в скважине 13 трещиноватые разности пород, в том числе с проявлениями нефти, встречались и ниже до глубины 544,5 м, что указывает на большую протяженность трещин по вертикали.

На Иглинской площади при бурении скважины 224 из ангидритов филипповского яруса с глубины 346 м в промывочной жидкости появилась пленка нефти. Она наблюдалась до глубины 1797 м. При испытании интервала 320-360 м ИПТ в процессе бурения за 114 минут стояния на притоке в трубах было поднято 0,111 м<sup>3</sup> нефти и 0,139 м<sup>3</sup> смеси промывочной жидкости и нефти. По заключению геофизической службы дебит составил 3,3 м<sup>3</sup>/сут. Плотность полученной нефти 889,9 кг/м<sup>3</sup>, содержание серы 1,0%. При исследовании в

скважине 228 аналогичной породы, залегающей в интервале 340,0-385,0 за 96 минут стояния на притоке получено 0,09 м<sup>3</sup> нефти и 0,232 м<sup>3</sup> технической воды с каплями нефти. Общий дебит полученной жидкости составил 4,9 м<sup>3</sup> /сут. Пластовое давление, замеренное на глубине 357 м, 4,2 Мпа, что на 17 % выше гидростатического. В скважине 230 отдельные обломки ангидрита в шламе, вынесенного из интервала 390,0-410 м, окрашены нефтью. При отработке интервала 354,0-402,0 м ИПТ за 132 минуты притока получено 0.028 м<sup>3</sup> нефти (0,3 м<sup>3</sup>/сут). По диаграммам кривых восстановления давления, пласт проницаемый, но ее нижняя часть загрязнена.

*Загорская площадь.* Трещиноватые ангидриты в средней и верхней частях пачек а<sub>1</sub> и а<sub>2</sub> в 5 структурных скважинах (5962, , 5998, 6032, 6039 и 6040) проявили себя в процессе бурения пленками нефти в промывочной жидкости, а в скважине 5973 перелив нефти через устье скважины составил 2 м<sup>3</sup>/сут. При испытании в процессе бурения трещиноватых ангидритов в интервале 269-271 м скважины 6039 получен дебит нефти 4,3 м<sup>3</sup>/сут. Все отмеченные скважины после завершения бурения были ликвидированы. Скважина 6032, через 21 год была восстановлена и после проведения в ней операций по торпедированию и гидроразрыву ангидритов, дебит нефти составил 1,6 м<sup>3</sup>/сут.

*Бузовьязовская площадь.* В пачке а<sub>4</sub> признаки нефтеносности на отмечены в 26 скважинах. Наиболее значительные нефтепроявления отмечены в структурных скв. 301, 317, 326 и приурочены они к трещиноватым ангидритам. В скважинах испытания не проводились.

*Урманская площадь.* Из пачки а<sub>5</sub> при бурении структурной скважины 3240 с глубины 365 м на поверхности промывочной жидкости появилась пленка нефти. При испытании интервала 328-373 м за 30 мин получено 280 литров пластовой воды и 12 л нефти. Пересчетный дебит жидкости составил 14 м<sup>3</sup>/сут, из них нефти 5 %.

*Юрмашская площадь.* В структурной скважине 3064 пленка нефти проявилась с глубины 394 м. Расчетный дебит нефти, полученный из интервала 350- 397 м при работе ИПТ, составил 3,8 м<sup>3</sup>/сут. Колонна в скважину не спускалась.

*Саргазская площадь.* В процессе бурения структурной скважины 494 с глубины 365 м начался перелив нефти через устье дебитом 10 литров в минуту. При пересчете на 24 часа дебит перелива равен 14,4 м<sup>3</sup>/сут.

**Результаты испытания ангидритов кунгурского яруса в оценочных скважинах, пробуренных без учета и с учетом данных СГДК.** С целью сопоставления результатов бурения на нефть в трещиноватых зонах и за их пределами, на Урманской площади в 1995-1998 годах было пробурено 20 оценочных скважин с полным вскрытием отложений артинского возраста нижнего отдела перми. Из них в 4 скважинах, 4, 19, 33 и 35, проявлений нефти не было обнаружено. Проявления нефти различной интенсивности были выявлены в 16 скважинах. в том числе в карбонатах артинского яруса в 2

скважинах, 32, и 38, в ангидритах филипповского горизонта в 12 скважинах (2, 5, 8, 9, 10, 12, 16, 17, 29, 30, 31, 37), в ангидритах и карбонатах иренского горизонта в скважинах 15 и 21, соответственно. Местоположение бурения каждой из них выбиралось вблизи ранее пробуренных структурных скважин, в которых были получены притоки нефти, от менее 1 м<sup>3</sup>/сут до 4 и более м<sup>3</sup>/сут. Ниже приводится краткая характеристика выявленных проявлений в ангидритах филипповского и иренского горизонтов кунгурского яруса в ближайших структурных скважинах и результаты испытания в оценочных скважинах.

*Оценочная скважина 2.* Пробурена тремя близко расположенными стволами на расстоянии 98 м от структурной скважины 5973 Загорской площади, в которой с глубины 398 м из трещиноватых ангидритов пачки а<sub>1</sub> происходил перелив нефти через устье дебитом 2 м<sup>3</sup>. Лишь в одном стволе после торпедирования интервала 397-399 м на промывочной жидкости появилась пленка нефти. ИПТ в этом стволе изучен на приточность интервал 345-430 м, за 135 минут стояние на притоке получен очень слабый приток жидкости, состоящей из 0,006 м<sup>3</sup> нефти и 0,009 м<sup>3</sup> фильтрата промывочной жидкости. Пластовое давление, замеренное на глубине 383 м, составило 3,47 МПа, что ниже гидростатического. Таким образом, в одном стволе скважины 2 был выявлен незначительный приток нефти, а в двух отсутствовал полностью.

*Оценочная скважина 4* пробурена в АЗТП на расстоянии 10 м от структурной скважины 347 Саргаязской площади, в которой при бурении с глубины 415 наблюдалась пленка нефти в промывочной жидкости. В скважине 4 из пласта а<sub>1</sub> никакой жидкости не получено даже после торпедирования и попытки проведения гидроразрыва при давлении 15 Мпа. Трещиноватая зона не подтвердилась.

*Оценочная скважина 5*, расположенная на расстояние 300 м от 3-х изолированных друг от друга небольших по площади зон разуплотнения, предположительно пробурена около устья структурной скважины 3284 Урман (репер, закрепленный при ее ликвидации на устье, не был найден). При испытании структурной скважины в процессе бурения трещиноватых ангидритов, залегающих в интервале 391-418 м, был получен приток нефти дебитом 12, 0 м<sup>3</sup>/сут. В самой же скважине 5 с глубины 414 м при бурении на поверхности промывочной жидкости сначала появилась слабая пленка нефти, которая с глубины стала обильной. При испытании ИПТ интервала 400-454 за 189 минут получено 0,004 м<sup>3</sup> нефти и 0,04 м<sup>3</sup> фильтрата. Пересчетный дебит 0,129 м<sup>3</sup>/сут. Пластовое давление, замеренное на глубине 429 м, равно 6.12 Мпа, что почти в полтора раза превышает гидростатическое.

*Оценочная скважина 8* также пробурена вне зоны трещиноватости на расстоянии 10 м от устья структурной скважины 3272 Урман, в которой при осуществлении через 25 лет ликвидационных работ, проявилась пленка нефти. В оценочной скважине с глубины 400 м при бурении на промывочной жидкости наблюдались редкие

капли нефти из пачки  $a_1$ . При испытании интервала 395-435 за 195 мин стояния на притоке, поступление пластового флюида в скважину не наблюдалось.

*Оценочная скважина 9*, находится в 50 м от трещиноватой зоны и в 60 м от структурной скважины 99 Тавтимановской площади, в которой с глубины 352 м наблюдался перелив нефти через устье скважины с дебитом от 2,2 до 4,5 м<sup>3</sup>/сут, признаков нефти при бурении и работе ИПТ не было обнаружено. В скважине 9 после окончания бурения было проведено торпедирование интервала, 347-349 м, а затем ИПТ был испытан интервал 344-363 м. За 246 минут испытания получено 0,014 м<sup>3</sup> и 0,016 м<sup>3</sup> фильтра. После взрыва торпеды на глубине 354,3-356,3 м осуществили испытание интервала 342-387 м и за 261 минуту получили меньшее количество жидкости при сравнении с результатом первого испытания, 0,0095 м<sup>3</sup> нефти и 0,012 м<sup>3</sup> фильтра.

В *оценочных скважинах 10 и 12*, расположенных вне АЗТП, полученные притоки нефти меньше 1 м<sup>3</sup>/сут.

*Оценочная скважина 15* находится в 50 м к западу от АЗТП и пробурена на расстоянии 12 м от устья структурной скважины 3350 Урман, в которой из пачки  $a_1$  получен приток нефти 3,2 м<sup>3</sup>/сут. Признаков нефти в этой пачке при бурении не отмечено, и она не испытывалась. Но, при бурении скважины 15 с глубины 142 м (иренский горизонт, пачка **в**) была отмечена пленка нефти в промывочной жидкости. По результатам ИПТ интервала, который включал в себя участок с проявлением нефти, проницаемость не имеется, и он оказался без приточным.

*Оценочная скважина 16* находится около устья ранее пробуренной структурной скважины 6039 Загорской площади, оказавшейся по результатам позже проведенного СГДК в АЗТП, из которой при испытании интервала 268-290 м приток нефти составил 4,3 м<sup>3</sup>/сут. Следует добавить, что в скважине 6039 при бурении с глубины 276 м на поверхности промывочной жидкости наблюдалась пленка нефти. В скважине 16 с этой глубины проявление нефти отсутствовало. Испытание интервала 275-290 м, после торпедирования интервала 279-281 м, оказалось безрезультативным.

*Оценочная скважина 17*. Она пробурена в АЗТП на расстоянии 39 м от структурной скважины 3231 Урман, в которой ранее из ангидритов пачки  $a_1$  был получен приток нефти 0,95 м<sup>3</sup>/сут. В ней при вскрытии бурением аналогичных ангидритов с глубины 326 м также появилась пленка нефти в промывочной технической воде. В открытом стволе скважины при исследовании ИПТ интервала 370-385 м получен приток безводной нефти с пересчетным дебитом 5,4 м<sup>3</sup>/сут. После спуска эксплуатационной колонны на глубину 321 м из открытого ствола скважины (инт. 321-425 м) получена нефть дебитом 6,4 т/сут. Пластовое давление в скважине, замеренное на глубине 360 м при закрытом устье скважины, составило 5,84 Мпа. Коэффициент аномальности давления составил 1,59. Акустическим каротажем в ангидритах установлены два

работающих трещиноватых интервала, из которых в скважину поступала нефть (рис. 1).

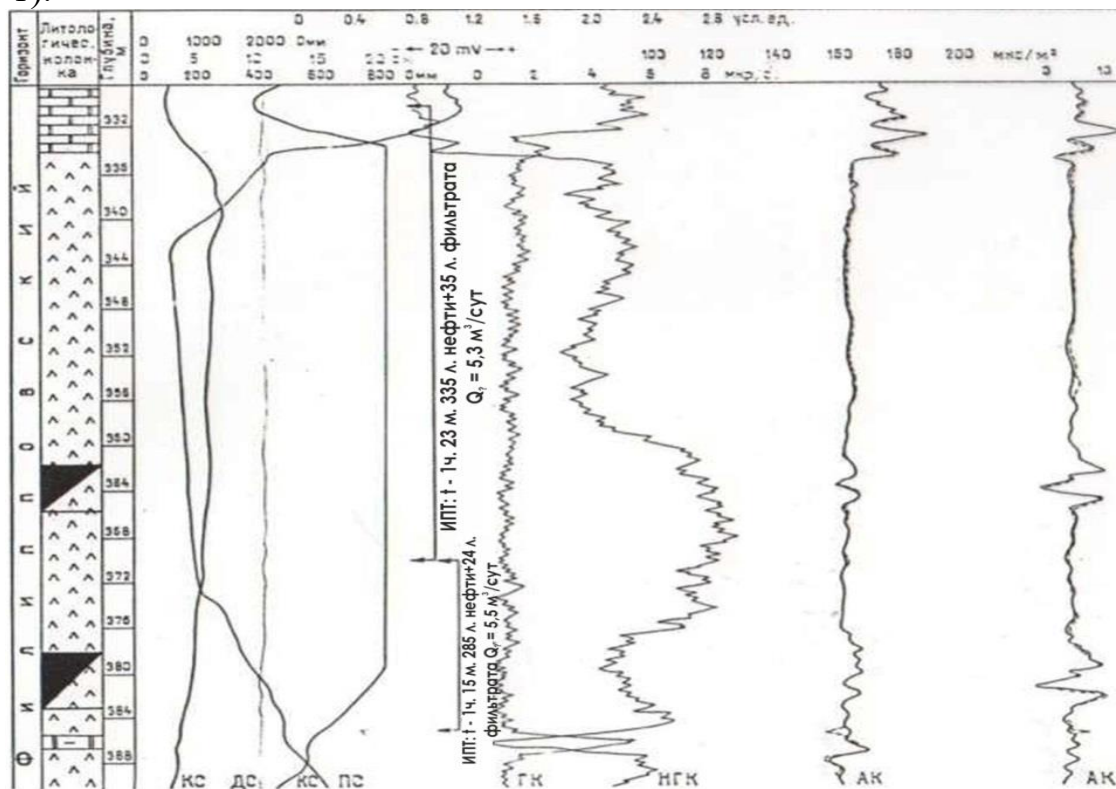


Рисунок 1 – Пример выделения трещиноватых ангидритов по акустическому каротажу (две правые кривые) в скважине 17 Урман.

Оценочная скважина 19 пробурена в очень слабо выраженной трещиноватой зоне по СГДК на расстоянии 10 м от устья структурной скважины 3064 Юрмашской площади, в которой ИПТ получен приток нефти дебитом 3,8 м<sup>3</sup>/сут. В скважине 19 признаков нефти при бурении и работе ИПТ не выявлено.

Интересные результаты получены в оценочной скважине 21, которая тоже пробурена в зоне распространения АЗТП, удаленной на 10 м от ранее пробуренной структурной скважины 3280 Урманской площади, в которой ИПТ в открытом стволе филипповского горизонта был получен приток нефти дебитом 1,27 м<sup>3</sup>/сут. Расстояние между ними 10 м. В скважине 21 Урман при бурении с глубины 116 м (иренский горизонт) начался перелив нефти плотностью 893,0 кг/м<sup>3</sup> через устье дебитом 3,5 м<sup>3</sup>/сут. После углубления скважины до глубины 118 м провели испытание интервала 102-118 м и получили приток нефти дебитом 3,36 м<sup>3</sup>/сутки с динамического уровня 85 м. После закрытия устья скважины пластовое давление, замеренное на глубине 98 м, составило 2,45 Мпа, что на 1,63 раза больше гидростатического. После проведенного испытания скважина не углублялась и поэтому остались неизвестными сведения о наличии или отсутствии трещин в ангидрите, соответствующего интервалу залегания продуктивного пласта в скважине 3280. На рисунке 2 приведен фрагмент

геолого-геофизического разреза оценочной скважины 21 Урман и интервал испытания ангидритов.

Оценочная скважина 29 находится в 30 м к востоку от АЗТП и на расстоянии 10 м от структурной скважины 5962 Загорской площади, в которой при бурении с глубины 335 появилась пленка нефти. В скважине 29 капли нефти появились в промывочной жидкости несколько выше, с глубины 323 м. При испытании в открытом стволе интервала 310-330 м за 246 м получено 0,005 м<sup>3</sup> нефти и 0.0025 м<sup>3</sup> технической воды. После проведенного торпедирования на глубине 323 м ИПТ установлен приток нефти плотностью 891,6 кг/м<sup>3</sup> дебитом 0,2 м<sup>3</sup>/сут при уровне жидкости в скважине 271 м. Приток нефти увеличился до 0,74 м<sup>3</sup> / сут после проведенного гидроразрыва при давлении 15 МПа и намыва 1,7 т тонны песка в расширившиеся трещины. Пластовое давление после всех процедур по увеличению дебита составило 4,69 Мпа, замеренное на глубине 320 м и превышает гидростатическое на 43 %.

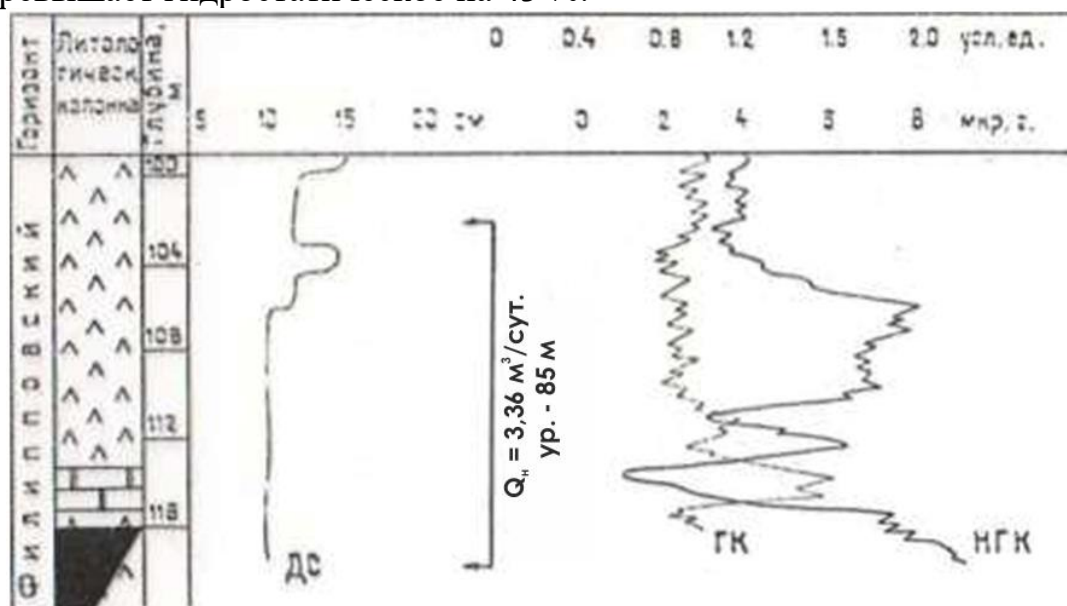


Рисунок 2 – Фрагмент геолого-геофизического разреза филипповского горизонта поисковой скважины 21 Урман. Черным цветом показан интервал залегания залежи нефти в трещиноватых ангидритах.

Оценочная скважина 30. В процессе бурения из этих ангидритов с глубины 364 м в промывочной жидкости (технической воде) появилась пленка нефти, а с глубины 400 м нефть стала переливать через устье скважины с дебитом 6 м<sup>3</sup>/сут. Плотность и вязкость поверхностной нефти, замеренные при 20<sup>0</sup>С составили, соответственно, 887,8 кг/м<sup>3</sup> и 34,8 Мпа\*сек. Содержание серы 3,05%. После завершения ее бурения испытателем пластов на трубах из интервала 370 – 410 м получен приток нефти дебитом 19,2 м<sup>3</sup>/сут. После спуска эксплуатационной колонны и перфорации этого интервала получен фонтанный приток нефти первоначальным дебитом 10,9 м<sup>3</sup>/сут при давлении на устье скважины в 1,63

МПа. Давление, замеренное глубинным манометром, установленным на глубине 350 м, оказалось равным 5,1 МПа. Во время эксплуатации скважины дебит нефти постепенно уменьшался и в продукции появилась вода. За все время разработки залежи скважиной 30 Урман было извлечено около 10 тыс. т нефти и столько же кубометров пластовой воды, вероятно, из нижележащих отложений.

*Оценочная скважина 31.* Располагается на расстоянии 50 м к северо-востоку от АЗТП и 10 м от структурной скважины 338 Саргазской площади, в которой из ангидритов пачки  $a_1$  был получен ИПТ приток нефти дебитом 3,3 м<sup>3</sup>/сут. В скважине 31 при бурении, с глубины 393 м, из трещиноватых ангидритов пачки появилась пленка нефти в промывочной жидкости. За 250 минут работы ИПТ из интервала 370-427 м получено 0,02 м<sup>3</sup> нефти и столько же фильтра. Из пачки  $a_5$  на Урманской площади при бурении структурной скважины 3240 с глубины 365 м на поверхности промывочной жидкости появилась пленка нефти. При испытании интервала 328-373 м за 30 мин получено 280 литров пластовой (?) воды и 12 л нефти. Пересчетный дебит жидкости составил 14 м<sup>3</sup>/сут, из них нефти 5%.

*Оценочная скважина 37.* Она, как и ранее пробуренная структурная 494 Саргазской площади была пробурена в зоне разуплотнения пород. Расстояние между ними 10 м В процессе бурения структурной скважины 494 Саргазской площади с глубины 365 м начался перелив нефти через ее устье дебитом 10 литров в минуту или 14,4 м<sup>3</sup>/сут. По завершению бурения структурная скважина была ликвидирована без спуска эксплуатационной колонны и испытания. В оценочной скважине 37 при бурении практически с той же глубины (366 м), что и в скважине 494, появилась пленка нефти, дебит которой равнялся 0,7-0,9 м<sup>3</sup>/сут. До окончания бурением интервал 350-379 м кунгурских отложений был испытан при помощи ИПТ. За 318 минут стояния на притоке получено нефти 0,278 м<sup>3</sup> или 1,29 м<sup>3</sup>/сут в пересчетном варианте. После спуска эксплуатационной колонны и консервации в течение 6 месяцев скважина была вновь испытана. Приток нефти составил 0,3 м<sup>3</sup>/сут. Для интенсификации притока первоначально было проведено торпедирование интервала 362-364 м, но оно не привело к увеличению дебита. Небольшое увеличение дебита (до 0,65 м<sup>3</sup>/сут) было достигнуто после применения гидроразрыва. Предполагается, что уменьшение дебита скважины 37 при сравнении с результатом, полученным в скважине 494, связано с отсутствием в испытанном интервале горизонтальных трещин, связывающих все вертикальные трещины в единую гидродинамическую систему.

Опыт проведения оценочного бурения в АЗТП показывает, что они, выделенные по данным СГДК, не всегда достоверны. Также можно отметить, что за пределами АЗТП трещиноватость в ангидритах присутствует, но их роль в формировании скоплений нефти, из которых можно получить промышленные дебиты, крайне незначительна.

## **Нефтеносность нижнепермских отложений в структурах облекания высокоамплитудных рифовых массивов ККСП.**

В Благовещенской впадине известны пять высокоамплитудных рифовых массивов, Шакшинский, Волковский, Гуровский, Табулдакский и Ново-Узыбашевский. Они, за исключением Шакшинского, расположены над девонскими зонами горстовидных поднятий: Гуровский, Волковский и Табулдакский рифы над Волковско-Гуровской горстовидной зоной, а Ново-Узыбашевский риф над Восточно-Петропавловской в северо-западной половине впадины. Шакшинский рифовый массив находится между Сергеевско-Демским и Тавтимановско-Уршакским девонскими грабенообразными прогибами в юго-восточной половине впадины. По нему неизвестно, есть ли под ним горст или нет, так как терригенный девон на этом участке скважинами не вскрывался, а сейсморазведочные работы не проводились. Во всех облекающих их нижнепермских структурах по каменному материалу в артинско-кунгурских отложениях наблюдались признаки нефтеносности. В качестве примера наличия признаков приведен Волковский риф, состоящий из двух вершин. По западному крылу и сводовой части западной вершины построена структурная карта по подошве кунгурского яруса. На нее нанесен фрагмент Волковско-Гуровской зоны девонских поднятий, выделенной сейсморазведочными работами МОГТ-2 и подтвержденной бурением поисковых и разведочных скважин Сергеевской площади. Также показаны криволинейные трассы АЗТП субмеридионального простирания, выделенных по СГДК, а ниже значков пробуренных скважин указаны названия стратиграфических подразделений и толщины выявленных в них проявлений нефти в шламе выбуренной карбонатной породы, представленной, преимущественно, доломитами (рис. 3). Наибольшими суммарными толщинами нефтеносности в артинском ярусе, филипповском и иренском горизонтах кунгурского яруса, выделяются три скважины, две из них пробурены на северном замыкании купола (скважины 54 и 51), одна в присводовой ее части (скважина 53). В этих скважинах суммарная толщина составляют 145 м, 85 м и 122 м, соответственно. Нефтеносность в виде равномерной или неравномерной пропитки карбонатов артинского яруса, отмечена во всех глубоких скважинах. Она полностью отсутствует в филипповском и иренском горизонтах кунгура в скважинах 42 и 44. Наиболее высокая глубина начала проявлений признаков нефти (142 м) отмечена в скважине 53, а наиболее низкая (348 м) в скважине 45. В скважине 26 при бурении интервала 230-260 м филипповского горизонта в желобной системе наблюдалась пленка нефти. Значительный этаж проявлений нефти на рассмотренном куполе Волковской органогенной постройки объясняется наличием нескольких АЗТП, по которым обеспечивалось поступление нефти из нижележащих отложений в коллекторах нижней перми.

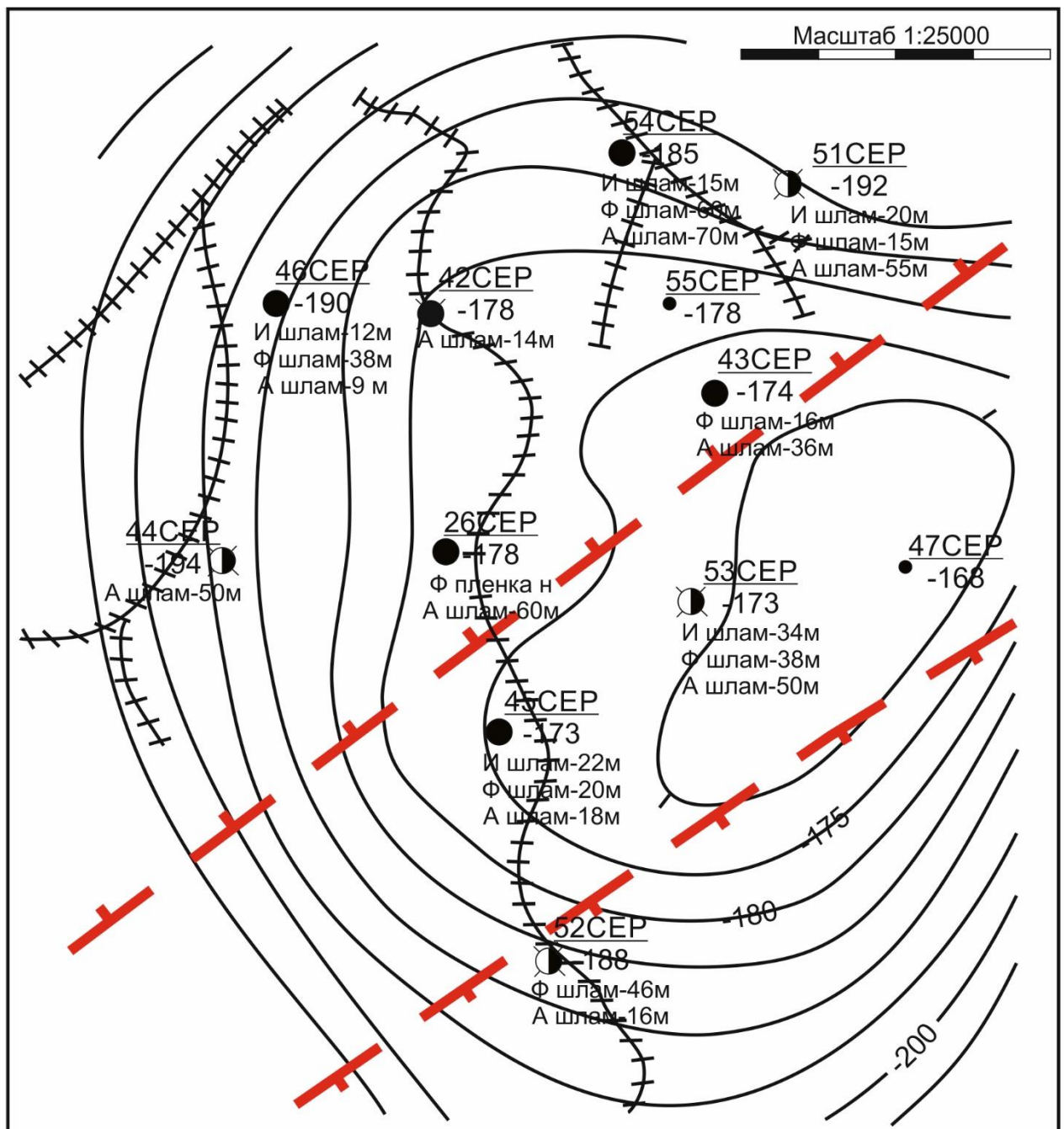


Рисунок 3. Фрагмент структурной карты по подошве кунгурского яруса западного купола Волковской структуры

**Условные обозначения**

- |          |   |                            |  |
|----------|---|----------------------------|--|
| ● 52СЕР  | Номер скважины, площадь                                     | <b>Нефтепроявления</b>     |  |
| ● -188   | абс. отметка подошвы кунгурского яруса                      | И - иреньского горизонта   |  |
| ●        | нефтяная по отложениям девона и карбона                     | Ф - филиповского горизонта |  |
| ●        | структурная   | А - артинского яруса       |  |
| ⊙        | ликвидированная после бурения                               | С - сакмарского яруса      |  |
| ⊙        | нефтяная, ликвидированная                                   |                            |  |
| —+—+—+—  | Аномальные зоны трещиноватых пород (АЗТП) по данным СГДК    |                            | Волковско-Гуровская зона девонских горстовидных поднятий |
| — -200 — | изогипсы проведенные по подошве кунгурского яруса через 5 м |                            |  |

## **ВЫВОДЫ:**

1. Ангидриты филипповского и иренского горизонтов на востоке Благовещенской площади затронуты трещиноватостью [8], которая часто группируется в узкие, не превышающие первых метров полосы. Протяженность их пока не установлена, но можно предположить, что она коррелируется с длиной тектонических нарушений. В подтверждение этого свидетельствуют результаты по накопленной добыче оценочной скважиной 30 Урман.

2. В большинстве случаев трещины, выделенные по литолого-петрографическому изучению кернового материала, вертикальные, наряду с ними имеются горизонтальные, наклонные и извилистые. Трещины распространены не только в ангидритах, но и в карбонатах.

3. Проведенный анализ полученных результатов испытаний скважин позволяет сделать вывод, что при отсутствии или слабом развитии горизонтальных или наклонных трещин в породе, обеспечивающих гидродинамическую связь между всеми вертикальными трещинами, притоки пластовых флюидов будут незначительными или будут быстро снижаться.

4. Для уточнения направления трещин необходимо проводить замеры наклономером в новых скважинах. В создании разнонаправленных трещин, обеспечивающих лучший дренаж пласта, требуется повышение давление разрыва породы свыше 15 МПа, которое по техническим причинам не превышалось при проведении гидроразрыва в оценочных скважинах.

5. Для повышения достоверности выделяемых АЗТП по данным замеров радона и торона необходимо применять более современные приборы, обеспечивающих более высокую точность, по сравнению с примененной.

6.. С учетом выполнения рекомендаций по повышению достоверности выделения АЗТП и увеличения производительности скважин из них, предлагается провести на Тавтимановском месторождении и западном куполе Волковского месторождения работы по испытанию не глубоко залегающих нижнепермских отложений в скважинах ликвидированного и простаивающего фонда, а также намеченных к ликвидации.

## **ЛИТЕРАТУРА**

1. Масагутов Р.Х. О возможности выявления неантиклинальных ловушек в палеозойском осадочном чехле. Известия АН Каз. ССР. Серия геологическая, 1989. № 2. С. 21-26.
2. Иванов Б.А., Игумнов Н.К., Крылова Л.И. Стратиграфия и литология пермских и верхнекаменноугольных отложений на территории деятельности Бирской ГПК. Текст отчета, 1980, 39 с. ВГФ. Москва.
3. Горбушина Л.В., Рябоштан Ю.С. // Эманионный метод индикации геодинамических процессов при инженерно-геологических изысканиях // Советская геология. 1975. № 4. С. 48 – 50

4. Уткин В.И., Юрков А.К. Радон как индикатор геодинамических процессов // Геология и геофизика. 2010. Т.51, №2. С.277-286.
5. Удоратин В.В., Езимова Ю.Е., Магомедова А. Ш. Методика измерений объемной активности радона для платформенных областей // Физика Земли. 2020. №4. С.132-143.
6. Федорченко В.А. Структурно-геодинамическое картирование на Осиновском участке. Отчет о результатах съемочных работ масштаба 1:10000, проведенных по методике СГДК в 1991 г. Фонды Бирской ГПК. Текст отчета, 1992. 50 с.
7. Ломтев Ю.И. Обработка методики структурно-геодинамического картирования с целью подготовки объектов для поискового бурения на Благовещенской впадине (Иглинский, Уфимский районы). Фонды Бирской ГПК. Текст отчета, 2003 г. 31 с.
8. Масагутов Р.Х., Амельченко Н.Б., Ломтев Ю.И., Федорченко В.А. Перспективы нефтеносности нижнепермских отложений восточной части Благовещенской впадины. Материалы 111 Республиканской конференции Геология и полезные ископаемые Республики Башкортостан, проблемы и перспективы освоения минерально-сырьевой базы. Уфа. 1999. С. 201-203.

#### REFERENCES:

1. Masagutov R.Kh. On the Possibility of Detecting Non-Anticline Traps in the Paleozoic Sedimentary Cover. Bulletin of the Academy of Sciences of the Kazakh SSR. Geological Series, 1989. No. 2. pp. 21-26.
2. Ivanov B.A., Igumnov N.K., Krylova L.I. Stratigraphy and Lithology of Permian and Upper Carboniferous Deposits in the Activity Area of the Birska Geological and Processing Plant. Report Text, 1980, 39 p. VGF. Moscow.
3. Gorbushina L.V., Ryaboshtan Yu.S. // Emanation Method for Indicating Geodynamic Processes in Engineering-Geological Surveys // Sovetskaya Geologiya. 1975. No. 4. pp. 48-50.
4. Utkin V.I., Yurkov A.K. Radon as an indicator of geodynamic processes // Geology and Geophysics. 2010. Vol. 51, No. 2, pp. 277-286.
5. Udoratin V.V., Ezimova Yu.E., Magomedova A.Sh. Methodology for measuring radon volumetric activity for platform regions // Physics of the Earth. 2020. No. 4, pp. 132-143.
6. Fedorchenko V.A. Structural and geodynamic mapping at the Osinovsky site. Report on the results of survey work at a scale of 1:10,000, carried out according to the SGDK methodology in 1991. Collections of the Birska GPC. Text of the report, 1992. 50 p.
7. Lomtev Yu.I. Processing of the Methodology of Structural-Geodynamic Mapping for the Purpose of Preparing Objects for Exploratory Drilling in the

Blagoveshchensk Depression (Iglinsky, Ufimsky Districts). Collections of the Birk Geological and Mineral Processing Plant. Report Text, 2003, 31 p.

8. Masagutov R.Kh., Amelchenko N.B., Lomtev Yu.I., Fedorchenko V.A. Oil Prospects of the Lower Permian Deposits in the Eastern Part of the Blagoveshchensk Depression. Proceedings of the 111th Republican Conference "Geology and Mineral Resources of the Republic of Bashkortostan, Problems and Prospects of Development of the Mineral Resource Base." Ufa. 1999. pp. 201-203.

***Сведения об авторах:***

***Масагутов Рим Хакимович***, профессор, доктор геолого-минералогических наук Академия наук Республики Башкортостан. Российская Федерация, г. Уфа, ул. Кирова, 15. ORCID ID: 0000-0003-4610-2793. E-mail: [masagutovr@mail.ru](mailto:masagutovr@mail.ru)

***Минкаев Виталий Наэлевич***, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный технический нефтяной университет», г. Уфа, Российская Федерация, г. Уфа, ул. Космонавтов. ORCID ID 0009-0001-6609-7920. E-mail: [minvita@mail.ru](mailto:minvita@mail.ru)

***Authors' personal details:***

***Masagutov Rim Khakimovich***, Professor, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Academy of Sciences of the Republic of Bashkortostan, Russian Federation, Ufa, Kirov Street, 15. ORCID ID: 0000-0003-4610-2793. E-mail: [masagutovr@mail.ru](mailto:masagutovr@mail.ru)

***Minkaev Vitaly Naelevich***, Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Associate Professor, Department of Geology, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "Ufa State Technical Petroleum University", Ufa, Russian Federation, Ufa, Kosmonavtov Street. ORCID ID 0009-0001-6609-7920. E-mail: [minvita@mail.ru](mailto:minvita@mail.ru)

© Масагутов Р. Х., Минкаев В. Н.