

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УВ, ТВЕРДЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

УДК 550.8.05;550.81

ТРЕЩИНОВАТОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ НА ЮГО-ВОСТОКЕ ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА

© 2019 Зинатуллина И.П.¹, Петрова Р.Д.²

1 – Казанский федеральный университет. Институт геологии и нефтегазовых технологий

2 – Казанский федеральный университет. Институт геологии и нефтегазовых технологий.
Геологический музей

DOI: 10.24411/1997-8316-2019-110005

Аннотация: разрядка новейших напряжений консолидированного основания в виде тектонических подвижек и деструктивных процессов через толщу отложений осадочного чехла передается к земной поверхности. В структуре осадочного чехла эти процессы реализуются в форме различных нарушений: от разрывных зон значительной амплитуды до малоамплитудных разрывов, флексур, зон безамплитудной трещиноватости, проявляющихся на дневной поверхности в виде линеаментов. Задача установления трещиноватости горных пород, определение преимущественных направлений ее развития решена применением дистанционных методов. Для этой цели использовались мелко- и среднемасштабные космические снимки (1:500000 «Ландсат», 1:200000 спектрзональные).

Концепция о глубинном происхождении нефти и об активной роли тектонических процессов в формировании и размещении залежей углеводородов в осадочной толще на территории Татарстана позволяет создать новую техническую базу для определения значимости нефтеносности фундамента и для повторного изучения регионально-нефтеносных комплексов с целью переоценки их перспектив. И здесь важно ориентироваться не только на исследование крупных месторождений, контролируемых структурами I порядка, но и небольших месторождений, расположенных в зонах линейных дислокаций, разделяющих или окаймляющих структуры I порядка.

Ключевые слова: трещиноватость, разломы, космофотоматериалы, линеамент, топооснова, нефтяные залежи, продуктивные пласты.

e-mail: izinatul@yandex.ru

FRACTURING OF ROCKS OF PRODUCTIVE HORIZONS IN THE SOUTH-EAST OF THE SOUTH-TATAR ARCH

Zinatullin I. P.¹, Petrova R. D.²

1 – Kazan Federal University. Institute of Geology and Petroleum Technologies

2 – Kazan Federal University. Institute of Geology and Petroleum Technologies. Geological Museum

Abstract: The discharge of the latest stresses of the consolidated base in the form of tectonic movements and destructive processes through the thickness of sedimentary sediment deposits is transmitted to the earth's surface. In the structure of the sedimentary cover, these processes are implemented in the form of various disturbances from discontinuous zones of considerable amplitude to low-amplitude breaks, bends, zones of zero amplitude of fracturing, which appear on the surface in the form of lineaments. The problems of rock fracturing, determining the priority directions of its development are solved by remote sensing of the Earth. Small-scale and medium-scale satellite images (1:500000 "Landsat", 1:200000 multispectral) were used for this purpose.

The concept of deep origin of oil and the active role of tectonic processes in the formation and location of hydrocarbon deposits in the sedimentary layer of the Tatarstan Republic allows to create a new technical framework for the study of the oil prospects of the basement and rethinking the regional oil complex with the aim of revaluation of their prospects. And here it is important to focus not only on the study of large deposits controlled by the structures of the first order, but also small deposits located in the zones of linear dislocations, separating or bordering the structures of the first order.

Key words: fracturing, faults, space photographs, lineament, topographic, oil deposits, productive horizons.

В тектоническом плане по кровле кристаллического фундамента район исследования приурочен к зоне сочленения юго-восточного склона Южно-Татарского свода (ЮТС) и северного борта Сергиевско-(Серноводско)-Абдулинского авлакогена. Район исследования интересен и тем, что в юго-восточном направлении Бавлинско-Сулинской площади развиты рифей-вендские отложения, залегающие под девонскими образованиями непосредственно на фундаменте (рис. 1)

Рельеф кровли кристаллического фундамента представляет собой поверхность, погружающуюся моноклинально и ступенчато в юго-восточном направлении, в сторону Сергиевско-Абдулинского авлакогена. По кровле девонских отложений склон осложнен прогибами северо-восточного и северо-западного простирания [1].

Объектом исследования являются Матросовское, Алексеевское, Родниковское месторождения, по кристаллическому фундаменту приуроченные к зоне сочленения

юго-восточного склона ЮТС и северного борта Сергиевско-Абдулинского авлакогена. В породах терригенного девона протрассированы протяженные разрывные зоны, с которыми связаны древние грабенообразные прогибы. Они являются наиболее активными линейными дислокациями, связанными с протяженными разломами фундамента.

Имеющаяся база данных в целом по разрезу в скважинах, расположенных на Бавлинско-Сулинской разведочной площади, позволила построить структурные карты, карты толщин продуктивных горизонтов для уточнения геологической модели данного нефтеносного района (крайний юго-восток Татарстана – Бавлинско-Шалтинский район) (рис. 2).

Геофизическими исследованиями было подтверждено высказанное ранее представление о блоковом строении кристаллического фундамента. Эти блоки имеют ориентировку сопряженных с ними разломов и осложнены более мелкими дизъюнктивными нарушениями, обусловленными дро-

вании и размещении залежей нефти в Волго-Уральской провинции [1].

Промышленная нефтеносность в исследуемом районе установлена в трех литолого-стратиграфических комплексах: 1) девонском терригенном, 2) верхнедевонско-турнейском карбонатном, 3) визейском терригенном.

Одним из признаков, свидетельствующих о проникновении разрывных нарушений в осадочную толщу, являются тектонические нарушения и битумопроявления, выявленные на керновом материале из скважин. Эти зоны выступают в роли путей миграции нефти. Вдоль бортов прогибов открыты нефтяные залежи.

У каждой залежи, установленной на месторождении в живетских отложениях, отбивается водонефтяной контакт на различных гипсометрических отметках. Большим разбросом характеризуются и дебиты нефти – от 20 до 200 т/сут.

В пределах исследуемых месторождений при изучении керна были встречены трещины

тектонического характера как в терригенных, так и в карбонатных породах.

Процессы интенсивного окварцевания, изменения емкостно-фильтрационных свойств коллекторов в одних и тех же литофациальных зонах, оползневые явления, намывы галек, включения древесного угля и т.д., все это является доказательством дизъюнктивных нарушений в осадочной толще исследуемого района.

Скважина 170 расположена рядом с разрывным нарушением, выделенным и протрассированным по данным сейсморазведки. Первоначальный дебит скважины при опробовании составил 475 м³/сут.

Макротрещины и субвертикальные трещины встречены на Сулинской площади во многих скважинах и в разновозрастных отложениях.

Исследования показали, что крутопадающие разломы любых направлений образованы растяжениями, поэтому наиболее флюидопроницаемы, а наклонные – сжатием и ме-

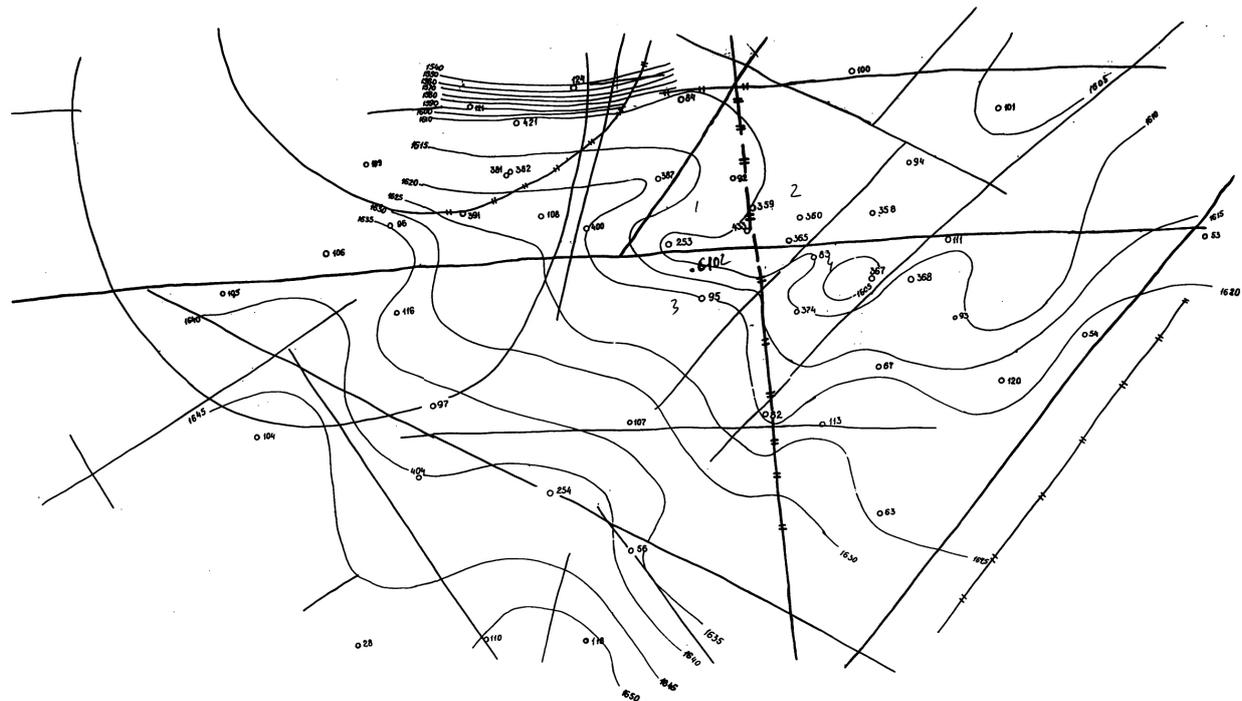


Рис. 2. Структурная карта кристаллического фундамента Бавлинско-Сулинской разведочной площади

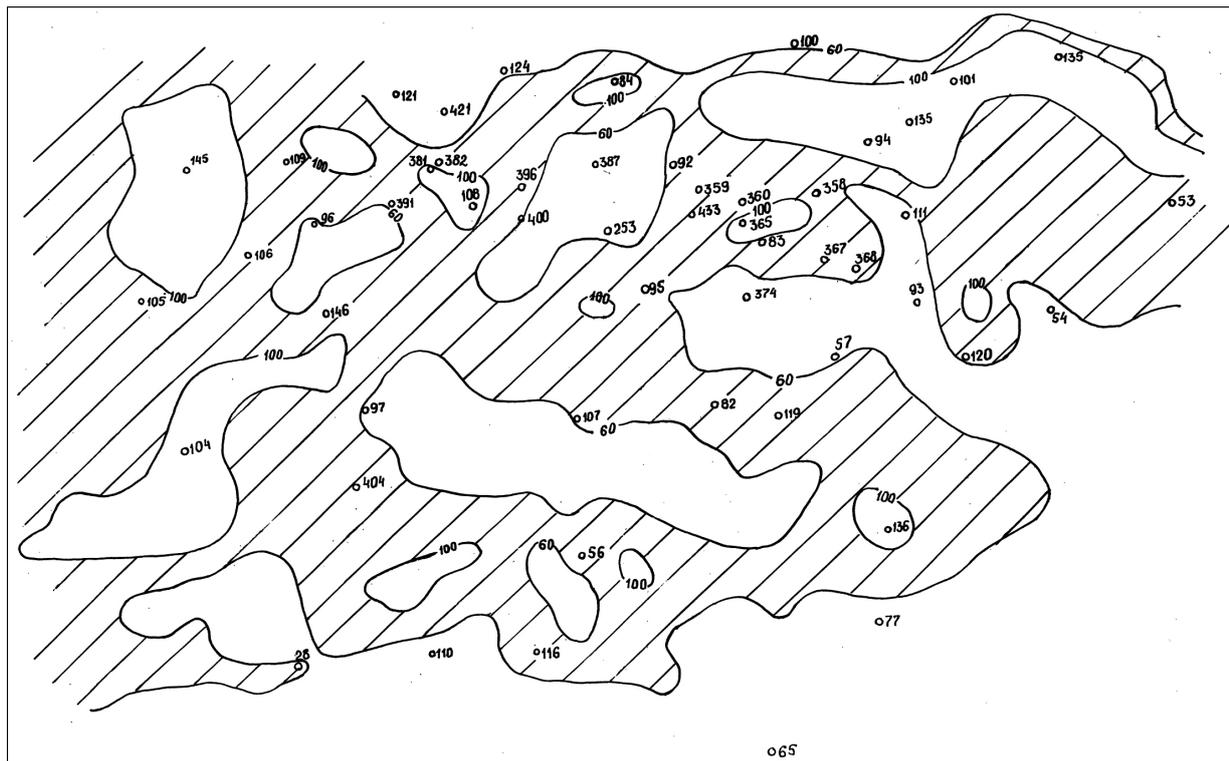


Рис. 3. Отдешифрированные снимки, совмещенные со структурными планами продуктивных горизонтов месторождений нефти Бавлинско-Сулинской разведочной площади

нее проницаемы. В основном преобладают трещины вертикальные, субвертикальные, слабонаклонные.

В керне с битумопроявлением из пластов пашийского и ардатовского горизонтов встречены вертикальные и близко к вертикальным трещины, связанные с поступающими подтоками углеводородов. Возможно, это подтверждение предположения о том, что нефтематеринскими свитами могли быть обогащенные органическим веществом глинисто-карбонатные породы бавлинской свиты.

Миграция нефти из нижележащих отложений в вышележащие проходила по зонам разломов кристаллического фундамента. В скважинах, расположенных вдоль прогибов, были вскрыты водоносные пласты в пашийских отложениях, а в семилукско-бурегских отложениях этих скважин получены притоки нефти до 74 т/сут. По данным геофизических исследований, в них

установлены зоны коллекторов, связанные с интенсивной трещиноватостью [2].

Погружение пород на глубину в зону катагенеза оказывает разнонаправленные воздействия на их коллекторские свойства. При общем снижении пористости пород, вследствие уплотнения и разрастания вторичного кварца, появляются трещиноватые зоны разуплотнения, которые улучшают проницаемость пласта. Образование трещин связано с различными тектоническими движениями в земной коре и с процессами зонального катагенеза вследствие неравномерного уплотнения, приводящего к деформациям в пласте.

Представленный материал позволяет сделать следующие выводы. Образование древних грабенообразных прогибов в девонское время происходило по разрывным нарушениям. Прогибы формировались под действием горизонтального растяжения. Вдоль этих

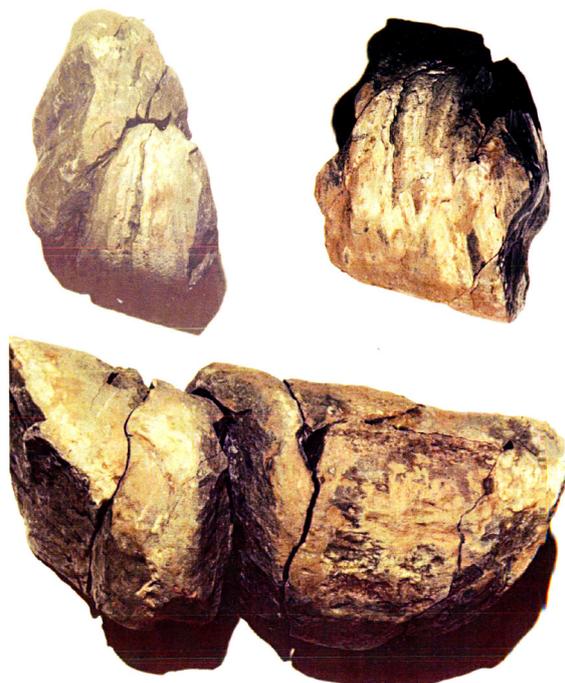


Рис. 4а. Скв. 7159 Матросовское месторождение. В пашийском горизонте следы смещения и оползания алевролита в аргиллите

нарушений развиваются зоны макро- и микротрещиноватости пород.

Тектоническая трещиноватость выявлена по керну из пробуренных скважин на Сулинской разведочной площади.

При изучении керна из скважин (65, 86, 100, 156, 170, 173, 180, 184, 405р, 505, 507, 508, 7140, 7159, 7209, 7340) Сулинской площади наблюдаются разновозрастные трещины различной интенсивности и протяженности по разрезу [3]. Ориентация трещин разнонаправленная: субвертикальные, наклонные под углом $45-60^\circ$, а также системы трещин под углами 45° и 135° . Сколы пород ровные с небольшими уступами и смещениями. В продуктивных отложениях они часто замазаны окисленной нефтью, битуминозным материалом с выделением вторичного кальцита.

Встречены зеркала скольжения, смятие слоев, смещение пропластков в блоках, разделенных трещинами, и брекчированность породы (рис. 4а, 4б). Морфология трещин

различна: 1) полые макротрещины с раскрытостью до 2 мм, 2) микротрещиноватость в виде ветвистой системы трещин длиной от 2 до 5 см и раскрытостью от 0,001 до 0,015 мм. Микротрещины зачастую заполнены битуминозным или гелевидным углистым веществом.

В скважине 7340 керн представлен разбитым системой субвертикальных трещин песчаником. Угол наклона трещин в среднем 60° . Число трещин, приходящихся на один погонный метр, равно 2. Стенки трещин бугристые, замазанные окисленной нефтью и со следами скольжения. В этом интервале они секут нефтенасыщенный песчаник.

Также присутствуют вертикальные трещины, бугристые, открытые. Стенки трещин замазаны окисленной нефтью. Количество трещин на погонный метр равно 3, их протяженность составляет 0,85 м. Выделяются зоны разуплотнения в виде кусков песчаника разнообразной формы. Открытые трещины оперяются замкнутыми с примазками каолинита. Трещины этой группы секут нефтена-



Рис. 4б. Скв. 7159 Матросовское месторождение. В кыновском горизонте аргиллит окварцованный, разбит трещиной под углом 90° , смещение 2м

сыщенный и битумонасыщенный песчаник (таблица 1).

Вероятно, тектонические трещины образовались вследствие горизонтального растяжения (под углом 90°) и сжатия (45° и 135°). Вдоль нарушений развивается зона макро- и микротрещиноватости пород. По этим зонам происходила миграция нефти. Вдоль бортов прогибов открыты залежи нефти в живетских, франских и каменноугольных образованиях.

Детальное изучение кернового материала выявило нарушения тектонического характера, которые могут служить подтверждением тому, что древние грабенообразные прогибы, образованные в девонское время, имеют дизъюнктивную природу.

Разрывные нарушения способствовали формированию залежей структурно-тектонического типа.

Заключение

На исследуемой территории выявлены разрывные нарушения, установлена их связь с разломами в кристаллическом фундаменте. Вдоль прогибов открыты мелкие, но мно-

гочисленные нефтяные залежи. Нефтеносность носит сквозной вертикальный характер в структурных этажах. С целью корректирования разломов кристаллического фундамента и подтверждения их проявления в осадочном чехле на карту блокового строения нанесены такие характеристики пород, как трещины (выявленные по керну скважины 405, 406, 6184, 6182, 6320). Скважины, ликвидированные в процессе бурения по геологическим причинам (скв. 54, 82, 111, 105, 106, 253), попали на линии блокоразделяющих линейментов.

По промысловым данным высокие дебиты воды от 83 до 93 т/сут. были получены в скв.82, 83, 54, 101, 391 на фоне 10 т/сут. Все эти скважины расположены на линии линейментов, выделенных внутри блоков. Практически все скважины, ликвидированные по геологическим причинам, расположены вдоль разломов или в непосредственной близости от них.

Построенные схемы роз-диаграмм направлений трещиноватости исследуемого участка показали, что наиболее выраженными

Таблица
Признаки тектонических нарушений, встреченные в керне из девонских терригенных отложений (юго-восточный склон Южно-Татарского свода)

№ скв.	Площадь	Возраст	Вмещающие породы	Протяженность трещин по керну, м	Ориентировка (под углом, град.)	Характер поверхности стенок	Минеральный состав заполняющего вещества
34	Бугульминская	живетский	доломит, известняк	0,16	80°	ровная	на стенках корочка средне- и мелкозернистого доломита
86	Сулинская	пашийский	алевролит нефтенасыщенный		90°	кулисообразная	окисленная нефть
170	Сулинская	живетский	песчаник нефтенасыщенный	1-2	90°, 40°, 135°	бугристая	окисленная нефть
507	Сулинская	пашийский	песчаник водоносный	0,15	80°	бугристая	кальцит пиритизированный с битумом
7159	Сулинская	кыновский	алевролит окварцованный	0,10	90°	смещена на 2м	
7234	Сулинская	живетский	аргиллит	0,20	45°	зеркало скольжения	

являются северо-восточное, широтное и меридиональное направления линеаментной трещиноватости. Сопоставление этой схемы с картой блокового строения кристаллического фундамента подтвердило, что выделенные нами четыре блока характеризуются различными направлениями линеаментной трещиноватости.

В первом и третьем блоке преобладающими являются северо-восточное и широтное простирание; во втором блоке примерно равнозначно проявлены три простирания: северо-восточное, широтное, меридиональное; в четвертом, особенно в его западной части, преобладающими являются широтное и меридиональное простирание.

Из этого следует, что зоны наиболее интенсивно развитых направлений линеаментной трещиноватости фиксируют очаги и зоны тектонических процессов.

Следовательно, вышеописанная картина линеаментной трещиноватости указывает на дифференцируемость тектонической трещиноватости пород осадочного чехла и позво-

ляет определить направления повышенной флюидопроводимости по причине развития по ней крупнотрещинных коллекторов.

Карта суммарной плотности линеаментов (карта тектонической напряженности) имеет трехинтервальную градацию интенсивности трещиноватости:

- до 60 единиц – минимальная
- 60-100 – средняя
- более 100 – максимальная

При совмещении контуров нефтеносности с картой интенсивной трещиноватости оказалось, что все залежи из данково-лебединских, кизеловских и бобриковских отложений попали в зону средней трещиноватости на 60%, а контуры нефтеносности пашийских, муллинских и ардаатовских залежей попали в эту же зону на 85%. Эта закономерность неслучайная, она подтверждена многими исследованиями в данной области.

Зона средних значений трещиноватости трактуется как весьма оптимальная при бурении нефтяных скважин и является одним из поисковых признаков.

Л и т е р а т у р а

1. Абдуллин Н.Г., Аминов Л.З., Мельников С.Н. и др. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской области. Том III. Татарская АССР// Труды ин-та Геология и разработка горючих ископаемых.– М: Недра, 1979.– 168 с.
2. Губайдуллин А.А., Зинатуллина И.П. и др. Об особенностях литолого-петрографической характеристики отложений живетского горизонта юго-востока Татарстана: сб. научных трудов Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений Татарстана.– Бугульма, 2000.– С. 62-67
3. Данилова Т.Е. Трещиноватость пород терригенной толщи девона на востоке Татарии// Тр. ТатНИПИнефть.– 1977.– Вып. XXXVI.– С. 51-52.
4. Чебаненко И.И., Готынян В.С. и др. Глубинные разломы и методика аэрокосмогеологических исследований при нефтегазопроисковых работ в Днепропетровско-Припятском авлокогене.– Киев: ИГН АН УССР.– 1988.