

УДК 622.276:552.578.061.43(470.41)

**Гуськов Д.В.**Открытое акционерное общество «Шешмаойл», Альметьевск, Россия, [dvuskov@yandex.ru](mailto:dvuskov@yandex.ru)**Галимов И.Ф.**Открытое акционерное общество «Татнефть» Нефтегазодобывающее управление «Лениногорскнефть», Лениногорск, Россия, [ngdulen@tatneft.ru](mailto:ngdulen@tatneft.ru)

## **ОСОБЕННОСТИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ КУАКБАШСКОГО ВАЛА РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ОБВОДНЕНИЯ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН**

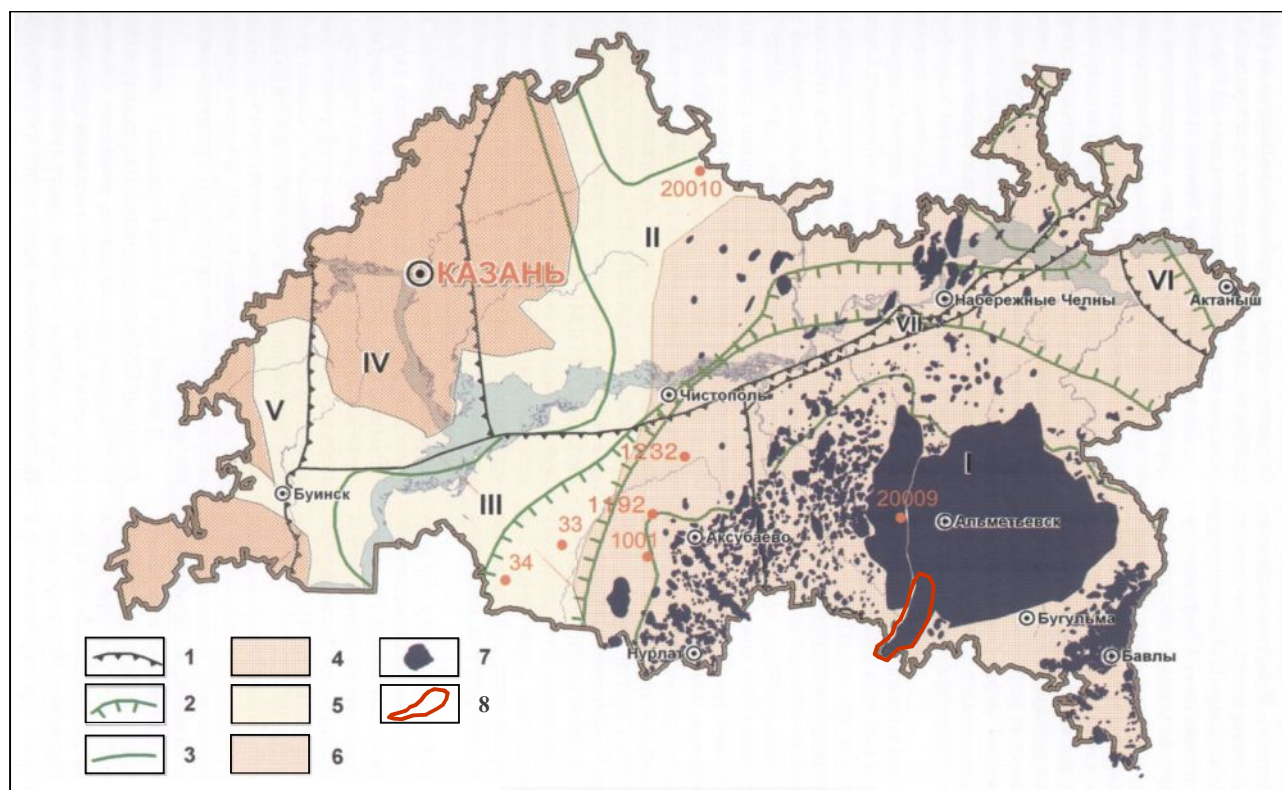
*Рассмотрены особенности геологического строения и обводнения добывающих скважин нефтяных залежей, характеризующихся высокой латеральной и вертикальной неоднородностью коллекторов и коллекторских свойств. На примере залежей высоковязких нефтей, приуроченных к башкирско-серпуховским отложениям Куакбашского вала, обосновывается характер влияния трещиноватости на процесс разработки отдельно взятого участка залежи. Для объективной оценки проведен комплексный анализ детальной структурной карты изучаемого участка, средневзвешенных коэффициентов глинистости в башкирско-серпуховских отложениях по разрезу скважин и выделен спорадически развитый глинистый пропласток в подошвенной части протвинского горизонта. Использование выявленных закономерностей позволит разрабатывать оригинальные технологии по повышению эффективности разработки карбонатных коллекторов.*

**Ключевые слова:** карбонатные коллекторы, высоковязкие нефти, трещиноватость, интенсивность обводнения, глинистый пропласток, башкирско-серпуховские отложения, Ромашкинское месторождение.

Проблема рентабельной добычи из карбонатных коллекторов с каждым годом приобретает все более актуальное значение в связи с уменьшением запасов нефти в терригенных коллекторах. В России в настоящее время в разработке находятся около 150 месторождений, запасы нефти которых сосредоточены в карбонатных отложениях. Доля трудноизвлекаемых запасов нефти в общем балансе по Российской Федерации достигает более 60 %, а в Татарстане - около 80 %. За весь период разработки нефтяных месторождений в Татарстане отобрано 93 % активных и 45,4 % трудноизвлекаемых запасов нефти, при этом карбонатные отложения выработаны всего на 12,6 %. Следовательно, залежи высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах, вследствие их незначительной добычи, представляют собой неиспользованные энергетические ресурсы. Одними из таких залежей являются залежи нефти 302 и 303 Ромашкинского месторождения, объединенные в один объект разработки (рис. 1).

Геологию осадочного чехла Волго-Уральской провинции, к которой относятся залежи 302 и 303, начали изучать в связи с поисками нефти с 1930-х гг. В 1933 г. геологами треста «Востокнефть» В.И. Бутровым, М.Ф. Мартьевым и В.И. Монякиным составлена первая

структурно-геологическая карта Ромашкинской площади, на которой в районе с. Шугурово оконтурено крупное поднятие. С 1938 г. по 1941 г. структурное бурение проводилось на Булдырской, Шугуровской, Камско-Устьинской, Змиевской, Верхнеуслонской и Граханской структурах. В 1942 г. структурно-картировочное бурение, имевшее целью подготовку площадей к промышленной разведке, осуществлялось на Камско-Устьинском, Шугуровском, Верхнеуслонском и Змиевском поднятиях. Из них три структуры (Шугуровская, Камско-Устьинская, Змиевская) считались к концу года подготовленными для глубокого нефтепоискового бурения. Из геофизических методов разведок применялись только магнитометрия и электроразведка.



**Рис. 1. Карта тектонических структур и нефтегазоносности Республики Татарстан**

*1-границы тектонических структур первого порядка: I-Ю-Татарский свод, II-С-Татарский свод, III-Мелекесская впадина, IV-Казанская седловина, V-Токмовский свод, VI-Бирская седловина, VII-Сарайлинская седловина; границы Камско-Кинельской системы прогибов: 2-осевой, 3-внутренний прибортовой; 4-опоскованные, высокоперспективные, 5-недостаточно опоскованные, высокоперспективные, 6-слабоизученные; 7-месторождения нефти; 8-Куакбаишский вал, Куакбаишская площадь Ромашкинского месторождения, контур залежи нефти 302-303.*

Первое в республике нефтяное месторождение открыто 3 августа 1943 г. в карбонатных отложениях среднего карбона на Шугуровском поднятии. Из скв. 1, заложенной в наиболее приподнятой части структуры, получен промышленный приток нефти дебитом 20 т/сут. В этом же году башкирская залежь 302 была введена в опытно-промышленную разработку.

Впоследствии на Шугуровском поднятии начато строительство трех глубоких скважин с проектным горизонтом – протерозойский кристаллический фундамент. Буровые работы на этой структуре не выявили скоплений нефти в терригенных отложениях девона из-за отсутствия замкнутой антиклинальной ловушки. В марте 1948 г. в разработку введена серпуховская залежь нефти 303.

В 1949 г. в связи с открытием промышленной нефтеносности в терригенных отложениях девона на Ромашкинском месторождении разведочное бурение на Шугуровской структуре было прекращено. И только в 1960 г. продолжилась опытно-промышленная эксплуатация и уточнение геологического строения залежей 302 и 303. Однако отсутствие в Татарстане опыта разработки подобных объектов не позволило решить проблемы будущей промышленной эксплуатации. Еще одна попытка введения залежей 302 и 303 в промышленную эксплуатацию, предпринятая в 1992 г., также оказалась неудачной. Причиной тому явились: слабая изученность геологического строения залежей, неполное представление о структуре трещин, а также методах ее прогнозирования, отсутствие эффективных технологий ограничения водопритока. И лишь в 2000 г., после пятилетнего перерыва и обобщения опыта эксплуатации данного объекта, обоснования и применения новых технологий были возобновлены работы по разбуриванию залежей 302 и 303.

Для проведения опытно-промышленных работ в пределах залежи были выделены 7 опытных участков. На этих участках с 1987 г. проводятся исследовательские работы по испытанию нестационарного заводнения, гидропрослушиванию пластов, исследованию фильтрации жидкости с помощью индикатора трития, установлению оптимальных забойных давлений, эффективных физико-химических и гидродинамических методов воздействия на продуктивные коллекторы, способов вскрытия, освоения, отработке методов изоляции подошвенных вод, поиску оптимальной плотности сетки размещения скважин.

В работах Р.Г. Абдулмазитова, Р.Х. Муслимова, А.М. Шавалиева приведен анализ результатов опытно-промышленных работ на залежах башкирских и серпуховских отложений. Однако по этим залежам остаются вопросы, требующие дальнейшего уточнения и изучения. Например, анализ эффективности системы разработки не объясняет следующее - почему скважины, расположенные в пределах одной ячейки разработки, имеют разную интенсивность обводнения, по-разному реагируют на проведение методов увеличения нефтеотдачи и увеличение отборов; и почему, несмотря на то, что на залежи башкирских и серпуховских отложений испытываются практически все известные методы увеличения нефтеотдачи по всем технологиям, имеются как примеры успешного применения, так и

примеры с отрицательной эффективностью. Также в большом количестве работ, посвященных вопросам изучения зон трещиноватости карбонатных коллекторов залежей 302 и 303 Ромашкинского месторождения, отсутствует описание каких-либо закономерностей в характере обводнения скважин на различных участках залежи. В связи с вышесказанным актуальным является детальное исследование геологического строения башкирско-серпуховских отложений и изучение характера обводнения добывающих скважин.

Залежи нефти 302 и 303, приурочены к башкирско-серпуховским отложениям Куакбашского вала, являющегося тектоническим элементом структуры I порядка Южно-Татарского свода, который в свою очередь приурочен к Волго-Уральской антиклизе, расположенной на восточной окраине древней Восточно-Европейской платформы [Амелин и др., 1991]. В пределах изучаемой территории накопление осадков в серпуховское время происходило как в относительно углубленных участках донного рельефа шельфового мелководья, так и на мелководье. В первом случае формировались известковистые илы, во втором – органогенные илы, в которых в условиях периодически возникавших отмельных обстановок и осолонения вод бассейна происходила доломитизация известковых органогенных илов. В конце протвинского времени изучаемая территория испытала резкий подъем, что обусловило интенсивный размыв и выщелачивание ранее накопленных пород. Формируются карбонатные породы, характеризующиеся высокой первичной емкостью (комковатые, органогенно-детритовые известняки). В фазу эпигенеза породы с относительно высокой первичной пористостью подвергались интенсивным процессам выщелачивания. Последующие процессы сульфатизации и кальцитизации ухудшали сформировавшуюся высокую вторичную пористость пород.

Начало башкирского века характеризуется неравномерным погружением территории и развитием морской трансгрессии. В дальнейшем происходила частая смена знаков колебательных движений и развитие различных пород от глин до органогенно-обломочных известняков и доломитов, имевших как первично низкие, так и высокие емкостные характеристики. Существовавшие в донном рельефе конседиментационные поднятия, представляющие собой структуры облекания позднефранских органогенных построек, в связи с интенсивным предбашкирским и внутрибашкирскими перерывами в осадконакоплении, оказались слабо выраженными геоморфологически. Это привело к отложению органогенных, органогенно-обломочных и обломочных осадков с высокой первичной пористостью не только на сводах и крыльях поднятий, но и в прогибах между ними.

В разрезах башкирско-серпуховских отложений сравнительно плотные глубоководные разности известняков, слагающие низкоемкую пачку пород толщиной 7-15 м, тяготеют к верхней части башкирского яруса (черемшанский горизонт). Пачка распространена почти повсеместно и в значительной степени влияет на характер распределения нефтепроявлений в ловушках. Более мелководные фациальные разновидности пород (оолитовые, органогенно-обломочные известняки), обладающие сравнительно высокой первичной пористостью и более подверженные процессам выщелачивания, перекристаллизации и растрескивания, слагают нижнюю часть башкирского разреза (прикамский горизонт) и верхнюю часть серпуховского (протвинский горизонт) и составляют наиболее продуктивные части резервуара. Кроме того, встречаются глинистые пропластки значительной протяженности, залегающие, как правило, в подошве башкирского яруса.

Формирование локальных антиклинальных структур Волго-Уральской области И.М. Губкин, как и другие ведущие ученые, связывал с движениями блоков кристаллического фундамента платформы. Отмечая большое практическое значение проблемы исследования тектонических структур платформы, И.М. Губкин писал, что целью геологических изысканий необходимо считать отыскание погребенных структур и установление закономерностей в их распределении с последующим изучением каждой структуры в отдельности [Ахметзянов, Мухаметшин, Петрова, 1994]. Эта задача и в настоящее время стоит в центре внимания.

В результате изучения истории геологического развития Куакбашского вала, современных структурных планов серпуховских, башкирских карбонатных отложений, карты относительных амплитуд новейших движений связанных с движениями блоков кристаллического фундамента установлено, что:

- Куакбашский вал представляет собой бескорневую, седиментационно-тектоническую структуру, сформированную в результате восходящих блоковых движений кристаллического фундамента;

- блоки кристаллического фундамента, характеризующиеся положительными неотектоническими движениями, пространственно совпадают с участками современных положительных структурных осложнений; зоны с нисходящими неотектоническими движениями пространственно совпадают с участками современных отрицательных структурных осложнений в верейско-серпуховском комплексе;

- по кровле серпуховского яруса Куакбашский вал имеет асимметричное строение с более крутым юго-западным крылом. Размер вала составляет 18-20×1,5-6 км. Валообразное

поднятие состоит из нескольких структур 3-го порядка, ориентированных с северо-востока на юго-запад, осложняющихся большим количеством более мелких локальных поднятий и прогибов.

Залежи нефти в серпуховских (303) и башкирских (302) отложениях Куакбашского вала являются массивными и хорошо совпадают в плане. Массивный тип залежей проявился как в характере распределения общих нефтенасыщенных толщин, который сводится к закономерному их уменьшению от сводовой части залежи к внешнему контуру нефтеносности, так и в массивно-слоистом строении с отсутствием пропластков изолирующих серпуховские отложения от башкирских отложений. В связи с отсутствием надежного изолирующего раздела между залежами существует гидродинамическая связь, которая осуществляется по системе вертикальных трещин с раскрытостью от 2 до 300 мкм. По этой причине залежи представляют собой единую гидродинамическую систему с единым ВНК на абсолютной отметке минус 543 м и являются единым объектом разработки;

Территориально залежи 302 и 303 совпадают с Куакбашской площадью Ромашкинского нефтяного месторождения (см. рис. 1). В геологическом строении Куакбашской площади принимают участие палеозойские (девонские, каменноугольные, пермские) и четвертичные отложения, которые мощным чехлом перекрывают породы докембрийского кристаллического фундамента (рис. 2). Толщина карбонатных пород серпуховского яруса достигает 45-50 м, а башкирского яруса изменяется от 15 до 20 м. Кровля башкирских отложений отбивается по пачке глинистых известняков в подошвенной части верейского горизонта.

Гидрогеологические условия каменноугольных отложений Куакбашской площади существенно отличаются от гидрогеологических условий соседних участков Ромашкинского и Ново-Елховского месторождений [Ковалев, 1965]. Тектонические движения блоков фундамента и формирование протяженных зон разломов обусловили глубокую инфильтрацию поверхностных вод (вплоть до протвинских отложений). Это подтверждается значительно меньшей минерализацией подземных вод среднекаменноугольных и серпуховских отложений, более низким положением верхней границы зоны распространения рассолов хлоркальциевого типа, меньшим содержанием микрокомпонентов по сравнению с водами тех же отложений близлежащих районов. Раскрытость структур в этом районе подтверждается и преобладанием азота в составе водорастворенного газа.

Некоторые исследователи считают [Хисамов и др., 2006], что хлоридно-кальциевые рассолы проникли в серпуховско-башкирские отложения снизу вместе с нефтью в процессе

формирования залежей и залегают линзами среди сульфатных вод. Этому способствует наличие вязких нефтей, невыдержанность коллекторских свойств, наличие сильно развитой, в основном вертикальной системы трещин.

ГРУППА	СИСТЕМА	ОТДЕЛ	ЯРУС	ЛИТОЛОГИЯ	КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ПОРОД	
ПАЛЕОЗОЙСКАЯ	КАМЕННОУГОЛЬНАЯ	ВЕРХНИЙ	ОРЕНБУРГСКИЙ		Известняки органогенно-обломочные, кремнистые, разнопористые.	
			ГЖЕЛЬСКИЙ		Известняки органогенно обломочные, доломиты глинистые.	
		СРЕДНИЙ	МОСКОВСКИЙ		Известняки и доломиты неравномернозернистые, тонкозернистые с прослоями глин и алевролита, органогенно-обломочные, сетлосерые, доломиты и мергели. серые.	
			БАШКИРСКИЙ		Известняки и доломиты светлосерые, органогенно-обломочные, брекчевидные и сахаровидные, кавернозные стилолитизированные. Залежь нефти 302.	
		НИЖНИЙ	СЕРПУХОВСКИЙ		Доломиты перекристаллизованные, серые и желтоватосерые, прослоями коричневатосерые, кавернозные и трещиноватые, с включениями гнезд ангидрита. Залежь нефти 303.	
			ВИЗЕЙСКИЙ		Известняки органогенно-обломочные, серые и доломиты, перекристаллизованные, серовато-коричневые с прослоями аргиллитов. Песчаники, алевролиты, аргиллиты, угли, углистые сланцы.	
		ТУРНЕЙСКИЙ		Тонкозернистые и органогенно-обломочные.		
		ДЕВОНСКАЯ	ВЕРХНИЙ	ФАМЕНСКИЙ		Известняки органогенные, перекристаллизованные, битумонизированные, доломиты, с прослоями мергелей.
				ФРАНСКИЙ		Известняки серые, глинистые, доломитизированные, песчаники, сланцев. Переслаивание битуминозных, кремнистых известняков и мергелей.
			СРЕДНИЙ	ЖИВЕТСКИЙ		Аргиллиты, алевролиты, песчаники с прослоем известняка, глинистые.
ПРОТЕРОЗОЙСКАЯ	Вендский		Аргиллиты темно-серые до черных, алевролиты глинистые, песчаники разнозернистые, конгломераты, гравелиты.			
	Рифейская		Песчаники мелко- и средне-зернистые с прослоями алевролитов; доломиты с прослоями мергелей; песчаники разнозернистые.			
АРХЕЙСКАЯ				Милониты; граниты микроклиновые, гнейсы глиноземистые и гиперстеновые, амфиболиты, эндрбиты, габбро-диабазы.		

Рис. 2. Сводный литолого-стратиграфический разрез Куакбашской площади Ромашкинского нефтяного месторождения

Пластовое давление в серпуховско-башкирских отложениях, несмотря на продолжительный период эксплуатации залежей, осталось неизменным и составляет 6,8-7,9 МПа, что в свою очередь позволяет считать режим разработки залежей 302 и 303 водонапорным.

Нефти залежей относятся к типу сернистых и смолистых с вязкостью более 40 мПа·с. Физико-геологическая характеристика изучаемых объектов представлена в табл. 1.

Таблица 1

**Физико-геологическая характеристика залежей 302 и 303**

Параметры	Залежь	
	302	303
Средняя глубина залегания, м	875	892
Тип залежи	массивная	массивная
Площадь нефтегазоносности, тыс. м <sup>2</sup>	256938	152454
Средняя общая толщина, м	10,2	17,2
Средняя эффект. нефтенасыщ. толщина, м	5	8,8
Пористость, доли ед.	0,124	0,141
Средняя насыщенность нефтью, доли ед.	0,76	0,79
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,086	0,145
Коэффициент расчлененности, доли ед.	3,2	5,1
Пластовая температура, °С	23	23
Пластовое давление, МПа·с	7,1	7,4
Вязкость воды в пл. условиях, мПа·с	1,1	1,1
Плотность воды в пл. условиях, кг/м <sup>3</sup>	1,04	1,036
Практический газовый фактор	5,9	4,6

Резкое изменение проницаемости карбонатных коллекторов, наличие нефтей с повышенной вязкостью, гидродинамическая связь серпуховских и башкирских отложений, водонапорный режим залежи предопределили интенсивное обводнение скважин за счет прорыва подошвенных вод. В большинстве новых скважин, пробуренных на залежи 302 и 303, рост обводненности продукции достигает 20 % в течение 8-9 месяцев их эксплуатации. Годовой коэффициент падения дебита по нефти равен 0,67.

В последние годы для более полной выработки запасов нефти коллекторов залежей 302 и 303 значительная часть всех геолого-технических мероприятий направлена на снижение обводненности продукции скважин. Однако необходимо отметить, что продолжительность эффекта от проведения геолого-технических мероприятий, направленных на ограничение водопритока, в среднем не превышает 6,3 месяца [Гуськов, 2006].

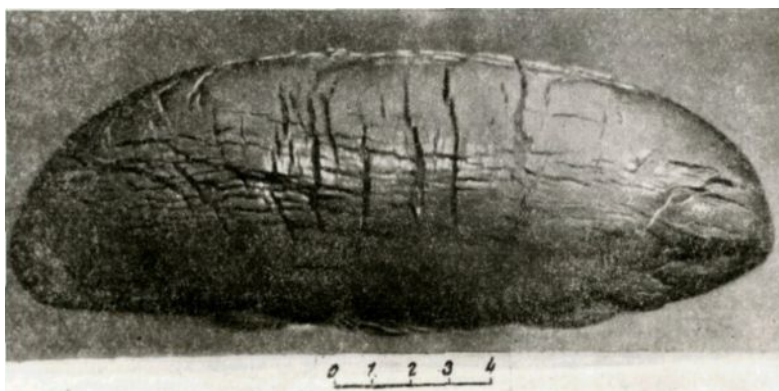
На основании вышеизложенного для повышения эффективности разработки карбонатных коллекторов залежей 302 и 303 необходимо установить закономерности развития трещиноватости в серпуховско-башкирских карбонатных породах Куакбашского вала и причины опережающего обводнения скважин.

Одним из наиболее эффективных методов выявления особенностей трещиноватости продуктивных пород, а, следовательно, и изучение распределения фильтрационных каналов, является моделирование. К настоящему времени проведен большой объем работ по тектонофизическому моделированию процессов формирования различных тектонических трещин в пределах разнообразных структур. Созданием теоретических основ изучения



условий формирования, а также практических решений при поисках, разведке и разработке залежей нефти и газа в трещиноватых коллекторах занимались отечественные ученые: К.И. Багринцева, В.В. Белоусов, П.М. Бондаренко, М.В. Гзовский, Л.П. Гмид, А.С. Григорьев, С.О. Денк, Т.В. Дорофеева, В.Н. Калачева; Л.Д. Кноринг, Р.С. Копыстьянский, И.В. Лучицкий, А.В. Михайлова, В.Н. Николаевский, Д.Н. Осокина, А.В. Петухов, И.П. Попов, Е.М. Смехов, А.А. Сорский, А.И. Тимурзиев, В.И. Шаров и многие другие, а также зарубежные исследователи: Т.Д. Голф-Рахт, Р.А. Нельсон, Р. Агуильера и др. М.В. Гзовский считал, что в лабораторных условиях необходимо изучать поля напряжений наиболее важных типов простейших тектонических структур, исследовать зависимость этих полей от различных физических и геологических факторов.

В соответствии со спецификой объекта исследования авторами были рассмотрены методы изучения структур типа валов и локальных поднятий, генезис которых связан с вертикальными движениями блоков кристаллического основания. Из большого количества тектонофизических моделей с целью изучения процесса трещинообразования для залежей 302 и 303 и ее структурных осложнений наиболее целесообразна адаптация тектонофизической модели М.В. Гзовского (1954) (рис. 3). Согласно данной модели, в процессе формирования структуры в лабораторных условиях в первую очередь максимальные растягивающие напряжения ориентируются вкrest простирания складки. При этой ориентировке напряжений образуются продольные разрывы. В последующем максимальными растягивающими становятся напряжения, ориентированные вдоль складки, что ведет к возникновению поперечных трещин.



**Рис. 3. Образование поперечных и продольных трещин на глиняной модели брахиантиклинального поднятия (по М.В. Гзовскому, 1954 г.)**

Изучение аналогичных тектонических структур проводилось и в других нефтегазоносных провинциях. Например, совпадением простирания высокопроницаемых зон, установленных в продуктивных толщах Усинской, Харьгинской, Верхневозейской,

Западно-Тэбукской и других площадей Тимано-Печорской провинции, с простираем трещин отрыва, установленных на рассмотренной выше модели, обоснована ведущая роль тектонической трещиноватости, образующейся в нефтегазоносных карбонатных коллекторах в периоды формирования и тектонической активизации локальных структур [Петухов, 2002]. Таким образом, согласно модели развития трещин в лабораторных условиях и фактическому развитию трещиноватости на вышеописанных площадях, в процессе формирования положительных структур в своде создаются зоны наибольшего растяжения, происходит разуплотнение пород вследствие интенсивной трещиноватости. При этом в отрицательных структурных осложнениях за счет формирования вертикальной трещиноватости породы разуплотняются в подошвенной части.

Основными факторами, повышающими сопротивление в трещине, являются ее расширение, сужение по длине и кривизна. Из этого следует, что для прогнозирования времени обводнения добываемой продукции необходимо иметь не только представление о характере развития трещиноватости по всему объему продуктивных карбонатных пород, но и количественные параметры трещин. Помимо зависимостей развития трещиноватости, выявленных М.В. Гзовским, лабораторным моделированием различных складчатых форм при вертикальных нагрузках штампа на оптико-поляризационных материалах П.М. Бондаренко в 2002 г. были установлены дополнительные особенности развития трещиноватости в процессе формирования антиклинальных структур, а именно:

- субвертикальные трещины отрыва могут образовываться как в отдельных слоях, так и пересекать всю толщ осадочных пород;

- затухание величин нормальных горизонтальных напряжений происходит от центральной оси поднятия к крыльям структуры. В связи с этим, количество трещин и их раскрытость в кровельной части локальных положительных структурных осложнений больше, чем в подошвенной; в отрицательных структурных осложнениях наоборот;

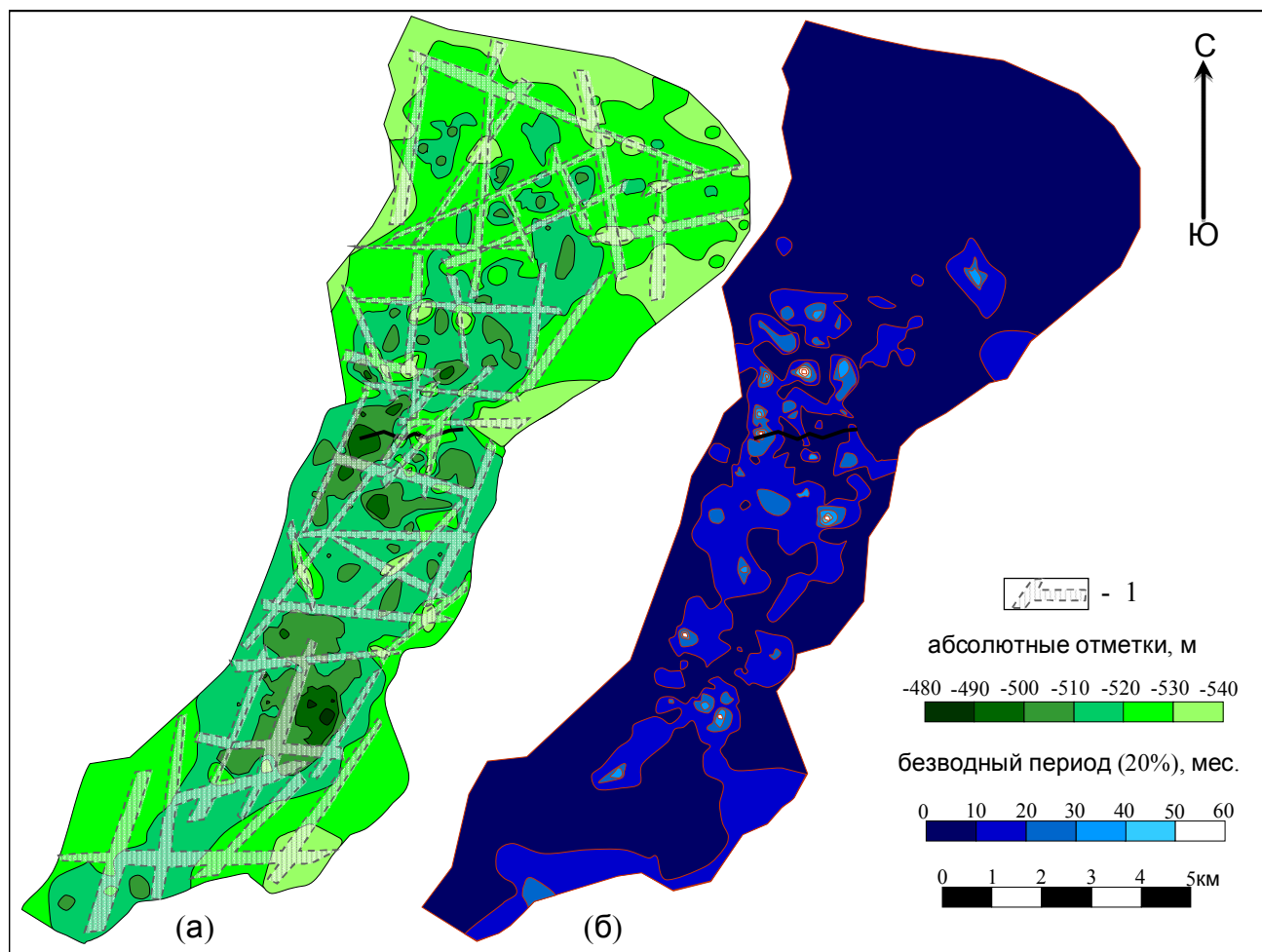
- трещины отрыва значительно превышают по раскрытости сколовые трещины, и, соответственно, они будут оказывать более значительное влияние на течение жидкости в карбонатных породах.

Для изучения характера влияния трещиноватости на процесс обводнения добывающих скважин был проведен анализ следующих данных: замеры забойных давлений, коэффициентов продуктивности, гидропроводности, значений скин-фактора. Но этих данных, как правило, в сотни раз меньше, чем данных по обводненности добываемой продукции, которые позволяют оценить темпы обводнения продукции скважин по залежи, а,

следовательно, и при водонапорном режиме позволяют судить о характере развития субвертикальной трещиноватости. Для изучения изменчивости фильтрационных параметров коллекторов по площади залежи была построена карта продолжительности безводных периодов работы скважин. Граница относительного безводного периода работы скважины была принята за 20 %. Статистическая обработка полученных данных свидетельствует о том, что безводный период на скважинах залежей 302 и 303 варьирует от 0 до 89 месяцев при депрессии (разница между пластовым и забойным давлениями) на пласт 4-27 атм.

Сопоставляя карту безводных периодов и структурную карту кровли башкирских отложений (рис. 4), можно отметить, что подавляющее большинство быстро обводняющихся скважин расположено в отрицательных локальных осложнениях. Также установлено, что скважины, пробуренные на локальных поднятиях, имеют максимальные по продолжительности безводные периоды. Согласно тектонофизическим моделям М.В. Гзовского и П.М. Бондаренко, а также результатам проведенного анализа трещиноватости карбонатных пород на структурную карту кровли башкирских отложений были нанесены прогнозные зоны повышенной трещиноватости, по которым происходит интенсивное обводнение скважин. На рис. 4а видно, что данные зоны приурочены к отрицательным структурным осложнениям. Многолетняя практика разработки нефтяных месторождений Татарстана позволила выделить основные принципы разработки залежей нефти. Придерживаясь их, достигаются максимальные дебиты по нефти, а вероятность прорыва пластовых вод снижается. Одним из таких принципов является разбуривание залежи и образование системы ее разработки по направлению от известного к неизвестному, от центра к периферии, от участков с максимальными абсолютными отметками к прогибам.

Но данный принцип разработки действует лишь на этапе разведки залежи, когда неизвестны такие параметры, как тип залежи, отметка водонефтяного контакта, коллекторские свойства, нефтенасыщенные толщины, расположение наименее перспективных участков залежи (зоны выклинивания коллекторов, водонефтяные зоны, структурные осложнения). За более чем 60-летний период разработки на залежах 302 и 303 все выше перечисленные параметры достаточно хорошо изучены. Следовательно, длительные безводные периоды работы скважин, расположенных в положительных структурных осложнениях, в основном связаны с особенностями поведения систем трещиноватости в этих зонах.



**Рис. 4. Сопоставление структурной карты кровли башкирских отложений (а) с картой безводных периодов работы добывающих скважин (б)**

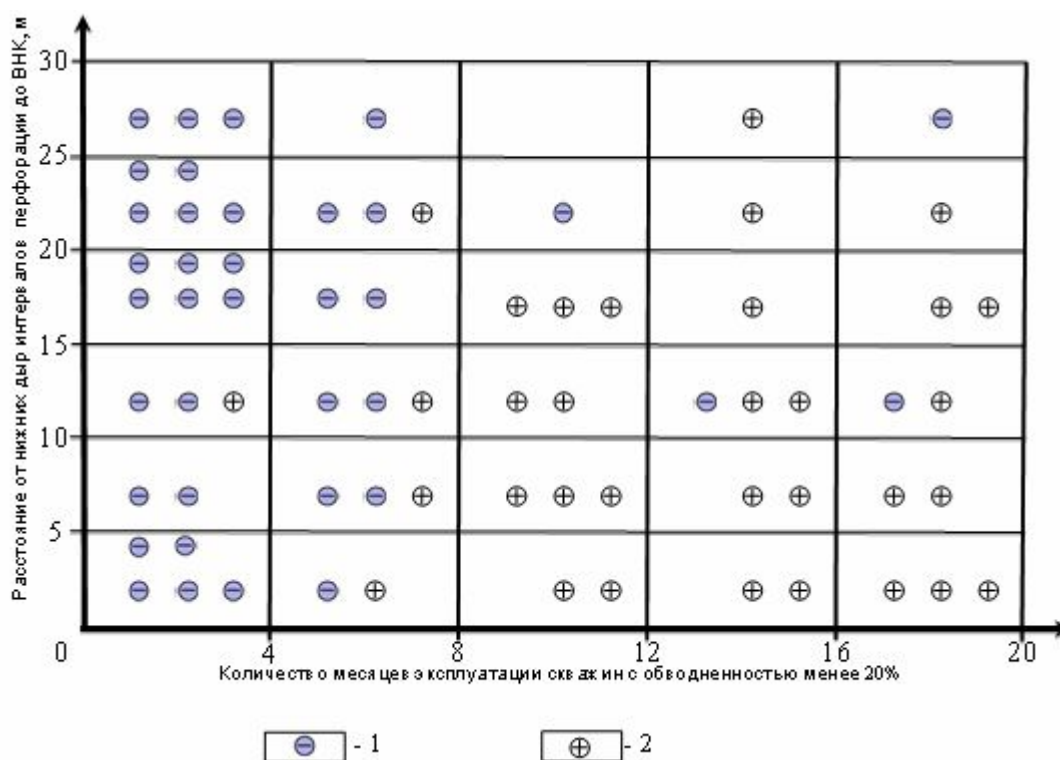
*I* - зоны трещиноватости, приводящей к обводнению продукции скважин.

Статистическая обработка данных по скважинам, пробуренным на залежь, показывает, что в целом темпы роста обводнения скважин, расположенных в пределах локальных поднятий и прогибов, не противоречат особенностям рассмотренной тектонофизической модели (рис. 5). При сопоставлении карт также выделяются отдельные участки, где скважины, расположенные в отрицательных структурных осложнениях, имеют продолжительные безводные периоды.

В работах Е.В. Лозина отмечается, что любая пластичная порода (глина, соль, глинистый известняк) способна проявлять себя как «гаситель» дизъюнктивных деформаций и служить надежным нефтеводоупором даже на участках, характеризующихся повышенной тектонической активностью [Лозин, 1994].

В процессе исследования на основании обработки более 700 диаграмм геофизических исследований скважин (электрические методы: метод кажущегося сопротивления, метод потенциалов самопроизвольной поляризации; радиоактивные методы: гамма-метод,

нейтронный гамма-метод) в комплексе с результатами описания кернового материала была создана база данных по значениям средневзвешенных коэффициентов глинистости карбонатных пород серпуховско-башкирских отложений по каждой скважине.



**Рис. 5. Зависимость начала обводнения скважин от расположения в различных структурных осложнениях и расстояния нижних дыр интервалов перфорации до водонефтяного контакта**  
 1 - скважина расположена в пределах локального прогиба; 2 - скважина расположена в пределах локального поднятия.

В результате было установлено, что коэффициент глинистости в пределах изучаемой площади изменяется от 0,1 до 8,1, в среднем составляя 1,9. Данный коэффициент рассчитывается по следующей формуле:

$$K_{зл.ср.взв.} = \frac{\sum k_{зл}^i \cdot h_i}{H} < 1,$$

где  $k_{зл}^i$  - коэффициент глинистости  $i$ -го пропластка,  $h_i$  - толщина  $i$ -го пропластка,  $H$  - суммарная толщина пропластков,  $i=1$ .

Из 310 исследованных скважин глинистый пропласток толщиной от 2 до 5 м был выделен в 59 скважинах [Шайдуллин, Гуськов, 2007].

Комплексный анализ структурной карты (рис. 6а), карты продолжительности безводных периодов, карты средневзвешенных коэффициентов глинистости, показал, что скважины, находящиеся в отрицательных локальных структурных осложнениях, имеющие в подошвенной части протвинского горизонта глинистый пропласток, обводняются медленно (рис. 6б, табл. 2). По данным лаборатории исследования коллекторов и углеводородов

института ТатНИПИнефть, глины в подошве верейского горизонта, являющегося покрывкой залежи 302, по литолого-фациальному составу идентичны глинам, залегающим в подошве протвинского горизонта. Таким образом, выделенный пропласток действительно способен выполнять функцию локального экрана (рис. 6б). Также по карте средневзвешенных коэффициентов глинистости было установлено, что приуроченность участков с наличием глинистого пропластка или его отсутствием к какому-либо виду структурного осложнения отсутствует, т.е. глинистый пропласток присутствует как на локальных поднятиях, так и во впадинах [Гуськов, Гуськова, 2007].

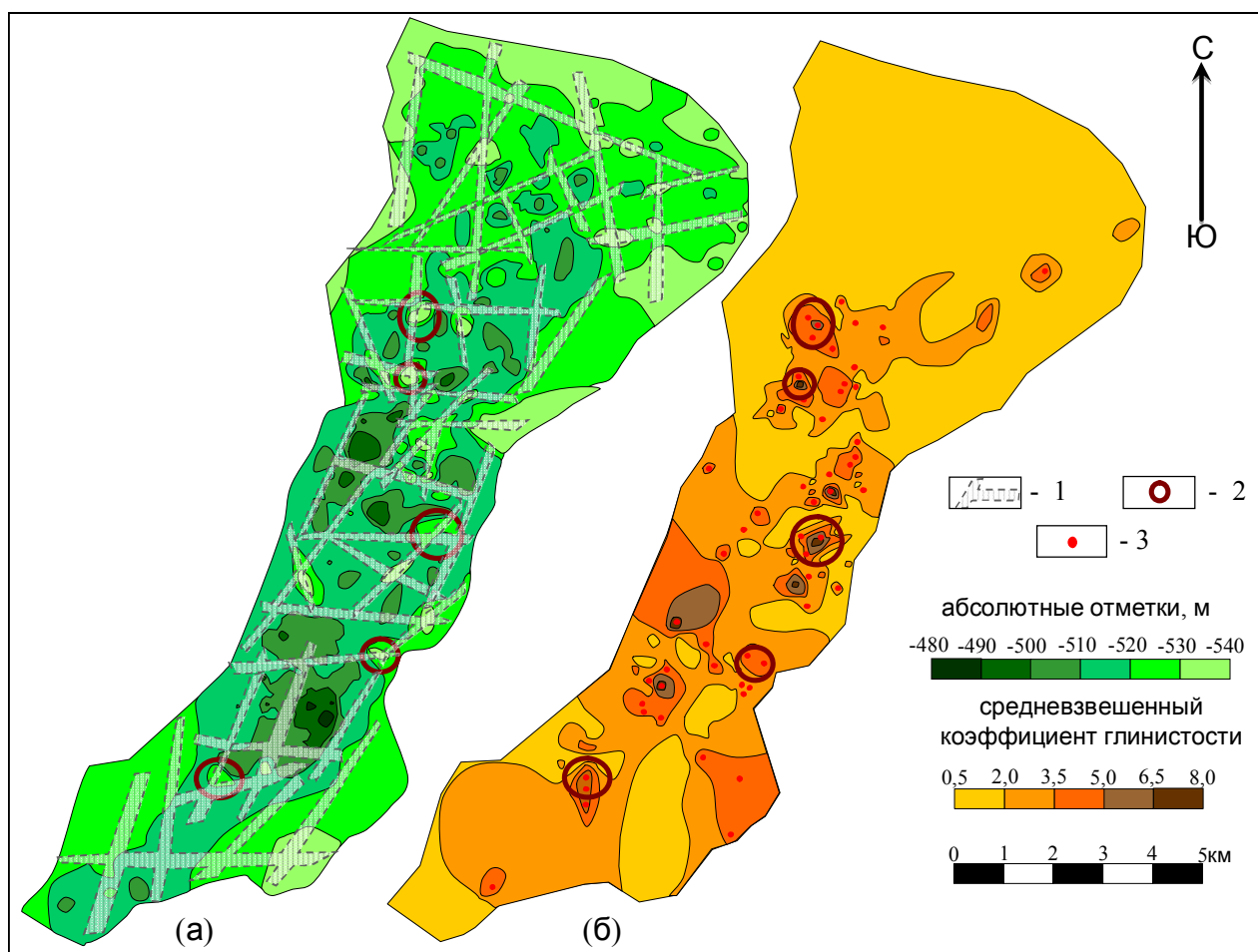


Рис. 6. Сопоставление структурной карты кровли башкирских отложений (а) с картой средневзвешенных коэффициентов глинистости (б)

1 - зоны трещиноватости, приводящей к обводнению скважинной продукции; 2 - участки несоответствия темпов обводнения; 3 - скважины с наличием глинистого пропластка.

Из табл. 2 видно, что в скважинах, где не представляется возможным выделить вышеописанный глинистый пропласток, целесообразно учитывать средневзвешенный коэффициент глинистости по разрезу залежей 302 и 303. То есть в скважинах, в которых разрез представлен карбонатными породами с повышенным средневзвешенным значением коэффициента глинистости, не следует проводить геолого-технологические мероприятия по

ограничению водопритока как на скважинах, имеющих слабую связь с подошвенной водой, но следует проводить геолого-технологические мероприятия по интенсификации притока нефти.

Необходимо отметить, что дебиты жидкости по скважинам, расположенным в структурных осложнениях типа локальных поднятий, характеризующихся повышенным средним содержанием глинистых минералов в разрезе серпуховско-башкирских отложений, а также имеющих экранирующий глинистый пропласток в районе водонефтяного контакта, значительно ниже ( $3,5 \text{ м}^3/\text{сут.}$ ) средних дебитов жидкости по залежи ( $7,2 \text{ м}^3/\text{сут.}$ ) [Гуськов, Шайдуллин, 2006].

Таблица 2

**Сопоставление участков развития глинистого пропластка  
и интенсивности обводнения скважинной продукции**

Наличие глинистого пропластка- водоупора	Вид структурного осложнения	Количество скважин, шт	Безводный период (20%), мес	Средняя накопленная добыча нефти за безводный период (20%), т	Средняя добыча жидкости за безводный период (20%), м <sup>3</sup> /сут	Средняя добыча нефти за безводный период (20%), т/сут	Средневзвешенный коэффициент глинистости
нет	отрицательное	26	2,6	382	5,6	4,9	1,1
есть	отрицательное	12	12,2	1383	4,7	3,8	3,2

Таким образом, исходя из комплексного изучения геологического строения залежей нефти в карбонатных коллекторах башкирско-серпуховских отложений Куакбашского вала и анализа динамики обводнения добывающих скважин, можно сделать следующие выводы:

- глинистый пропласток в районе водонефтяного контакта способствует существенному сдерживанию обводненности продукции скважин, являясь водоупором для внедряющихся в залежи подошвенных вод. Именно этим объясняется быстрое обводнение скважин, расположенных в отрицательных структурных осложнениях, в которых пропласток отсутствует или расположен под водонефтяным контактом.

- карбонатные породы с различной степенью глинистости в разрезе залежей 302 и 303 по-разному ведут себя в процессе их деформирования и формирования трещин. Повышенное содержание глинистых минералов значительно влияет на пластичность карбонатных пород. Разгрузка тектонических напряжений в таких породах происходит преимущественно в виде пластических деформаций, поэтому трещины практически не развиваются.

Сопоставление карт (рис. 4, рис. 6), полученных на основе созданных баз данных, позволяет заключить, что подобранная тектонофизическая модель образования трещиноватости, с учетом пространственного положения глинистых пропластков, либо с учетом содержания глинистых минералов в серпуховско-башкирских карбонатных породах по разрезу скважин, дает возможность рассматривать залежи 302 и 303 как самостоятельные залежи с различными четко различающимися фильтрационными свойствами.

Проведенная оценка выявления дополнительных геологических причин и факторов технологического воздействия, способных внести коррективы в подобранную тектонофизическую модель карбонатного массива залежей 302 и 303, показала, что основными факторами, влияющими на интенсивность обводнения скважин, являются наличие глинистого пропластка, экранирующего прорыв вод, а также характер развития типов трещиноватости, проявляющийся в положительных и отрицательных локальных структурных осложнениях. Таким образом, для объективной оценки характера влияния трещиноватости на процесс разработки отдельно взятого участка рассматриваемых залежей необходимо проведение комплексного анализа детальной структурной карты изучаемой площади, средневзвешенных коэффициентов глинистости серпуховско-башкирских карбонатных пород по разрезу скважин и выделение локально развитого глинистого пропластка в подошвенной части протвинского горизонта. Использование выявленных закономерностей обводнения скважин позволит разработать и предложить к практической реализации наиболее эффективные технологии по повышению эффективности разработки карбонатных коллекторов залежей 302 и 303 Ромашкинского месторождения.

### Литература

*Амелин И.Д., Лебединец Н.П., Сафронов С.В., Микчева Р., Павлов К., Шиман Ш., Кун Т., Балик Я., Скалби В., Шурлей Я., Живкович Д., Капович П.* Анализ разработки нефтяных залежей в трещиноватых коллекторах. - М.: Секретариат СЭВ. - 1991. - 151 с.

*Ахметзянов Р.Х., Мухаметшин Р.З., Петрова Л.М.* Проблемы и пути эффективного освоения залежей высоковязкой нефти Мелекесской впадины // Труды международной научно-практической конференции. - Казань: ТГЖИ. - 1994. - Т.6. - С. 1879-1886.

*Гуськов Д.В.* Особенности геологического строения и разработки 302, 303 залежей нефти Ромашкинского месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2006. - №9. - С. 58-63.

*Гуськов Д.В., Гуськова Ф.Н.* Внесение некоторых корректив в процесс разработки месторождений, разработанных на основании изучения трещиноватости сложнопостроенных



карбонатных коллекторов // Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений и комплексное освоение высоковязких нефтей и природных битумов: Материалы научной конференции. - Казань: изд-во Каз. ун-та. - 2007. - С. 190-195.

*Гуськов Д.В., Шайдуллин Р.Г.* Оценка степени влияния тектонических движений на строение и разработку массивной залежи нефти (на примере 302-303 залежи Ромашкинского месторождения) // Большая нефть 21 века. - Материалы научно-практической конференции. – Альметьевск. - 2006. – С. 57-59.

*Ковалев В.С.* Определение трещиноватости карбонатного пласта А4 Кулешовского месторождения // Тр. Гипростокнефть. - 1965. - Вып. 9. - С. 95-102.

*Лозин Е.В.* Тектоника и нефтеносность платформенного Башкортостана. Ч. 1, 2. - М.:ВНИИОЭНГ. - 1994. - С. 137.

*Петухов А.В.* Теория и методология изучения структурно-пространственной зональности трещинных коллекторов нефти и газа. – Ухта: Ухтинский государственный технический университет. - 2002. - С. 276.

*Хисамов Р.С., Хамидуллин М.М., Кандаурова Г.Ф., Нечваль С.В., Фазлыев Р.Т.* Особенности развития трещиноватости в карбонатных коллекторах залежей 302-303 Ромашкинского месторождения // Нефтепромысловое дело. - 2006. - №3. - С. 12-16.

*Шайдуллин Р.Г., Гуськов Д.В.* Модель трещинообразования в карбонатном массиве 302, 303 залежей нефти Ромашкинского месторождения // Георесурсы. – 2007. - № 4. - С. 14-16.

**Gus'kov D.V.**

JSC Sheshmaoil, Almetyevsk, Russia, [dvuskov@yandex.ru](mailto:dvuskov@yandex.ru)

**Galimov I.F.**

Leninogorskneft, Oil and Gas Production Boards of OAO Tatneft Leninogorsk, Russia, [ngdulen@tatneft.ru](mailto:ngdulen@tatneft.ru)

## FEATURES OF OIL BEARING CARBONATE RESERVOIRS OF KUAKBASH SWELL (BELONGING TO THE ROMASHKINO FIELD) RELATED WITH FLOODING PROCESS OF PRODUCING WELLS

*The features of geological structure correlated with analysis of behaviour of flooded producing wells in reservoirs characterized by high lateral and vertical heterogeneity of reservoir properties, are analyzed. The nature of influence of fractures on the development process of a single plot is substantiated on the example of high viscous oil fields confined to Bashkirian-Serpukhovian deposits of Kuakbash swell. For objective assessment a comprehensive analysis of the detailed structural map of the studied area and examination of average ratios of clay content in the Bashkirian-Serpukhovian sediments was carried out. Sporadically developed clay layer was identified in the bottom part of Protvin section. The identified patterns will allow to develop original technologies to improve the efficiency of carbonate reservoirs development.*

**Key words:** carbonate reservoirs, high viscous oil, fracturing, flooding intensity, claystone, Bashkirian-Serpukhovian deposits, Romashkino field.

### References

Amelin I.D., Lebedinets N.P., Safronov S.V., Mikcheva R., Pavlov K., Shiman Sh., Kun T., Balik Ya., Skalbi V., Shurley Ya., Zhivkovich D., Kapovich P. *Analiz razrabotki neftyanykh zalezhey v treshchinovatykh kollektorakh* [Analysis of development of oil deposits in fractured reservoirs]. Moscow: Sekretariat SEV, 1991, 151 p.

Akhmetzyanov R.Kh., Mukhametshin R.Z., Petrova L.M. *Problemy i puti effektivnogo osvoeniya zalezhey vysokovyazkoy nefi Melekesskoy vpadiny* [Issues and ways of effective development of high viscous oil deposits of Melekessk Depression]. Proceedings of the International Scientific Conference. Kazan': TGZhI, 1994, vol. 6, p. 1879-1886.

Gus'kov D.V. *Osobennosti geologicheskogo stroeniya i razrabotki 302, 303 zalezhey nefi Romashkinskogo mestorozhdeniya* [Features of the geological structure and development of 302, 303 deposits of Romashkin oil field]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2006, no. 9, p. 58-63.

Gus'kov D.V., Gus'kova F.N. *Vnesenie nekotorykh korrekativ v protsess razrabotki mestorozhdeniy, razrabotannykh na osnovanii izucheniya treshchinovatosti slozhnopostroennykh karbonatnykh kollektorov* [Make some adjustments in the fields' development process, developed from the study of fracturing of carbonate reservoirs of complex structure]. *Povyshenie nefteotdachi plastov na pozdney stadii razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy i kompleksnoe osvoenie vysokovyazkikh neftey i prirodnykh bitumov: Materialy nauchnoy konferentsii*. Kazan': izd-vo Kaz. un-ta, 2007, p. 190-195.

Gus'kov D.V., Shaydullin R.G. *Otsenka stepeni vliyaniya tektonicheskikh dvizheniy na stroenie i razrabotku massivnoy zalezhi nefi (na primere 302-303 zalezhi Romashkinskogo mestorozhdeniya)* [Assessment of the effects of tectonic movements on the structure and development of massive oil deposit (on the example of 302-303 deposits of Romashkin field)]. *Bol'shaya nef' 21 veka. - Materialy nauchno-prakticheskoy konferentsii*. Al'met'evsk, 2006, p. 57-59.

Kovalev V.S. *Opredelenie treshchinovatosti karbonatnogo plasta A4 Kuleshovskogo mestorozhdeniya* [Definition of fracturing of carbonate reservoir A4, Kuleshov field]. Tr.

Giprovostokneft', 1965, vol. 9, p. 95-102.

Lozin E.V. *Tektonika i neftenosnost' platformennogo Bashkortostana* [Tectonics and petroleum potential of platform Bashkortostan]. Part 1, 2. Moscow: VNIIOENG, 1994, p. 137.

Petukhov A.V. *Teoriya i metodologiya izucheniya strukturno-prostranstvennoy zonal'nosti treshchinnykh kollektorov nefti i gaza* [Theory and methodology of the study of structural and spatial zoning of fractured oil and gas reservoirs]. Ukhta: Ukhtinskiy gosudarstvennyy tekhnicheskiy universitet, 2002, p. 276.

Khisamov R.S., Khamidullin M.M., Kandaurova G.F., Nechval' S.V., Fazlyev R.T. *Osobennosti razvitiya treshchinovatosti v karbonatnykh kollektorakh zalezhey 302-303 Romashkinskogo mestorozhdeniya* [Features of development of fractures in carbonate reservoirs of 302-303 deposits, Romashkin field]. *Neftepromyslovoe delo*, 2006, no. 3, p. 12-16.

Shaydullin R.G., Gus'kov D.V. *Model' treshchinoobrazovaniya v karbonatnom massive 302, 303 zalezhey nefti Romashkinskogo mestorozhdeniya* [Model of fracture formation in carbonate massive of 302, 303 oil deposits of Romashkin field]. *Georesursy*, 2007, no. 4, p. 14-16.

© Гуськов Д.В., Галимов И.Ф., 2012