

Р.С. Хисамов<sup>1</sup>, В.Г. Базаревская<sup>2</sup>, Т.И. Тарасова<sup>2</sup>, Н.А. Бадуртдинова<sup>2</sup>,  
А.Н. Мартынов<sup>2</sup>, Е.Н. Дулаева<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ОАО «Татнефть», Альметьевск

<sup>2</sup>ТатНИПИнефть, Бугульма  
bazarevskaya@tatnipi.ru

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТРЕЩИНОВАТОСТИ В КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ С ЦЕЛЬЮ ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНОГО ЗАЛОЖЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

В условиях современной изученности недр, когда внимание в индустрии всё больше смещается от истощенных разработкой поровых резервуаров в сторону нетрадиционных резервуаров, фильтрационно-ёмкостные свойства которых определяются трещиноватостью, все больший интерес и интенсивное развитие приобретают методы, позволяющие прогнозировать зоны с повышенными фильтрационными характеристиками. Поэтому весьма актуальным представляется выявление закономерностей формирования высокопроницаемых зон, оценки роли тектонических факторов в образовании и размещении зон разуплотнений и трещиноватости в карбонатных отложениях, а также нефтескоплений в них. Результаты исследований в данной работе связаны с определением направления главных зон разуплотнения (систем трещин – открытых трещин и их связь с дебитами скважин и обводненностью) с целью выбора оптимального направления горизонтальных стволов скважин.

*Ключевые слова:* трещиноватость, профилометрия, дебиты скважин, полный уход бурового раствора, модель зон разуплотнения.

Более 60% добываемой в настоящее время нефти в мире приурочено к карбонатным коллекторам. В связи с этим проблема изучения карбонатных трещинных коллекторов в последние годы приобрела весьма актуальное значение. Во всем мире геологическое моделирование зон разуплотнения выполняется в программных пакетах известных фирм: FracaFlow компании Veicir Franlab, Irap RMS компании Roxar, Petrel компании Schlumberger и др. Для использования любого программного комплекса по выделению зон разуплотнения необходим статический набор данных: керн ориентированный (исследования в шлифах и на полноразмерном керне); скважинные имиджеры, данные сейсморазведочных работ 2D, 3D, СЛБО, АКГИ, НВСП; динамические данные (о потерях бурового раствора, испытаниях скважин, ГДИ), промысловые данные (профиль притока скважины и гидродинамический каротаж) и т.д. Возможности стандартного комплекса ГИС для определения проницаемости трещинного коллектора ограничены: параметры трещинного коллектора, влияющие на проницаемость, не определяются традиционными методами ГИС; большинство параметров крупных трещин не определяется по керну; ёмкость трещин (до 1-1,5%) лежит в пределах погрешности скважинных методов измерений; определение полной проницаемости сложнопостроенного коллектора по данным ГИС на современном этапе невозможно. Поэтому необходимо для изучения трещиноватости целевых интервалов в скважинах использовать наряду с отбором ориентированного керна и нижеперечисленный комплекс ГИС: акустический имиджер SAC-90, электрический микросканер MCI; волновой акустический каротаж ВАК-8; волновой акустический каротаж ВАК-8Т с модулем инклинометрии; многополюсный каротаж визуализации MPAL 6620(КНР); азимутальный электрический сканер АЭСБ-73; поляризационные методы сейсмокаротажа.

Рассмотрим на примере возможность прогнозирования зон разуплотнения в карбонатных башкирско-серпуховских отложениях Ромашкинского месторождения. На территории Куакбашской площади расположены залежи нефти, приуроченные к карбонатной толще верейских, башкирских и серпуховских отложений (залежи 301-303) ниже- и среднекаменноугольного возрастов. Отложения башкирского яруса, общей толщиной пласта до 44 м, с несогласием залегают на породах серпуховского яруса (до 57 м) и гидродинамически связаны, в связи с этим, имеют единый водо-нефтяной контакт на абсолютной отметке минус 543 м. Залежи в пределах Куакбашского вала Южно-Татарского свода приурочены к резервуару, фильтрационно-ёмкостные свойства которого определяются трещиноватостью. Практика показывает, что эффективность геологоразведочных работ и разработки залежей нефти, связанных с коллекторами трещинного и смешанного типа, гораздо ниже, чем в традиционных коллекторах порового типа. Такие залежи относят к сложнопостроенным, а их запасы к трудноизвлекаемым. Поиски, разведка и разработка таких залежей значительно затруднены из-за резкой изменчивости фильтрационно-ёмкостных свойств пород-коллекторов. Поэтому весьма актуальным представляется выявление закономерностей формирования высокопроницаемых зон, оценки роли тектонических факторов в образовании и размещении зон разуплотнений и трещиноватости в карбонатных отложениях, а также нефтескоплений в них.

Накопление осадков в серпуховское время, в связи с усилением тектонических движений положительного знака, происходило как в относительно углубленных участках донного рельефа шельфового мелководья, так и на мелководье. В первом случае происходило формирование известковистых илов, во втором – осолонение вод бассейна, что привело к доломитизации известковых органогенных

илов. В конце протвинского времени произошел резкий подъем территории, что обусловило интенсивный размыв и выщелачивание ранее накопленных осадков. Сформированные карбонатные породы, характеризующиеся высокой первичной ёмкостью (комковатые, органогенно-детритовые известняки), в фазу эпигенеза подвергались интенсивным процессам выщелачивания. Последующие процессы сульфатизации и кальцитизации ухудшили сформировавшуюся высокую вторичную пористость пород. Пористость отложений серпуховского яруса варьирует от 0,7 до 21,5%, трещинная проницаемость от 0,1 до  $92,3 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Доля нефтенасыщенных пород в эффективных прослоях составляет 23%. Доля пятнисто нефтенасыщенных пород там же достигает 65%, а без признаков нефти – 12%.

Начало башкирского века характеризуется неравномерным погружением территории, неустойчивым тектоническим режимом, частой сменой знаков колебательных

движений, что обусловило наличие размывов карбонатных пород. Неустойчивость палеогеографической обстановки обусловила развитие различных пород от глин до доломитов и органогенно-обломочных известняков с низкой первичной и довольно высокой вторичной пористостью с их отложением не только на сводах и крыльях поднятий, но и в межструктурных понижениях. Пористость пород башкирского яруса варьирует в пределах 1,1-29,3%, проницаемость – от 1,7 до  $348,4 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. В 2007 году по скважинам 302-303 залежей проведена переинтерпретация ГИС, которая показала, что при наличии сульфатных включений (ангидрита и гипса) пористость, рассчитанная по ГИС, завышается. Доля нефтенасыщенных разностей пород в эффективных прослоях составляет 87%.

В разные годы вопросами наличия трещин в породах и возможностями увеличения дебитов УВ за счет вовлечения в разработку трещиноватых коллекторов верейских, башкирско-серпуховских отложений занимались специа-












№ п/п	Автор	Источник	Направление трещиноватости	Примечание
1	Лобанов П.Б., Бадамшин Э.З.	Особенности геологии и нефтегазоносности башкирской залежи Куакбашского месторождения нефти в связи с вводом в разработку. Сб. КГУ, 1987 г.	верейский гор-т - наклонные макротрещины; башкирский ярус - вертикальные (северо-запад); протвинский гор-т - вертикальные, наклонные и хаотические макротрещины.	
2	Амиров А.Н., Ишуев Т.Н.	Исследования методом ВСП глубоких скважин и развитие методики и техники изучения околоскважинного пространства. Отчет опытно-производственной партии № 23/89, 1991 г.	башкирский ярус + протвинский гор-т - северо-восток и юго-восток	
3	Шалин П.А., Базаревская В.Г.	Комплексные исследования по уточнению геологического строения и изучению характера распространения трещиноватости пород осадочного чехла 301-303 залежей. Отчет, Бугульма, 2002 г.	верейско-серпуховские отл-я - север-северо-восточное	
4	Губайдуллин А.А.	Комплексный анализ результатов выполненных исследований по оценке трещиноватости коллекторов залежей 301-303, разработка геолого-гидродинамических моделей и технологии их эффективной разработки. Отчет, Бугульма, 2003 г.	верейский гор-т - преобладают наклонные, кроме того вертикальные, горизонтальные, хаотические; башкирский ярус - преобладают вертикальные, кроме того, наклонные хаотические, горизонтальные; протвинский гор-т - преобладают вертикальные, наклонные и хаотические	
5	Доронкин А.К.	Подготовка данных, необходимых для бурения горизонтальных скважин на Куакбашской площади (залежи 301-303). Отчет сейсмокаротажной партии № 24/2002. Бугульма, 2003 г.	верейско-серпуховские отл-я - юго-восточное, субширотное, субмеридиональное	
6	Курочкин Б.М., Хисамов Р.С.	К вопросу использования закономерностей развития трещиноватости при бурении горизонтальных скважин. Нефтепромысловое дело, 2/2003.	башкирский ярус - с юго-запада на северо-восток	
7	Нуртдинова Г.Н.	Обобщение физико-литологических и геологических данных пилотной скважины 38275г, с целью разработки прогнозной модели строения участков на залежах 301-303. Отчет, Бугульма, 2004 г.	башкирский ярус и протвинский гор-т - субвертикальное (18-19°) и субгоризонтальное (44-78°)	
8	Лиходедов В.П., Садреева Н.Г. и др.	Технологическая схема разработки верейских, башкирских, серпуховских отложений карбона Ромашкинского нефтяного месторождения. Бугульма, 2005 г.	башкирский ярус + протвинский гор-т - юго-восточное - северо-западное	
9	Антонов Г.П.	Индикаторные исследования	протвинский гор-т - юго-восток - юго-запад	
10	Хисамов Р.С., Нурмухаметов Р.С., Хамидуллин М.М., Нечваль С.В., Галимов И.Ф.	Характер преждевременного обводнения карбонатных коллекторов залежи 302 Ромашкинского месторождения. Нефтепромысловое дело, 2/2006.	башкирский ярус - вертикальная и наклонная трещиноватость	
11	Гуськов Д.В.	Прогноз зон развития трещиноватости карбонатных коллекторов с целью повышения эффективности разработки залежей 302-303 Ромашкинского месторождения. Автор. Диссертации, 2013 г.	башкирско-серпуховский ярусы - на локальных поднятиях субвертикальные трещины образованы в кровле карбонатного массива, а на отрицательных структурных осложнениях - в подошве массива	

Рис. 1. Выделение направлений трещиноватости по результатам различных исследований.

листы разных направлений, которые исследовали как прямые признаки наличия трещин, так и косвенные методы (гидропрослушивание, сейсмолокация бокового обзора, аэрокосмодешифрирование АКГИ, НВСП, закачка меченых жидкостей и определение фронта движения). Определению наличия трещин прямыми методами в последние годы уделяется также большое внимание (отбор керна изолированного, ориентированного, большого диаметра). По результатам различных исследований выделялись виды разнонаправленной трещиноватости: микро-, мезо-, макротрещиноватость, зоны разуплотнения (Рис. 1).

Территория горного массива пород Куакбашского вала претерпела значительные тектонические воздействия, что обусловило широкое развитие в породах этих залежей зон разуплотнения, макротрещин, мезотрещин и сопровождающих их микротрещин. Среди макротрещин по данным отбора керна были встречены вертикальные, горизонтальные, наклонные и хаотические трещины. Исходя из геологической и тектонической истории развития Куакбашского вала предполагалось, что доминирующее направление трещин в башкирско-серпуховских отложениях – северо-восточное; также существуют локальные участки с прогибами северо-западного простирания. В пределах 301-303 залежей пробурено более 1500 скважин со вскрытием ниже залегающих отложений. На верейские отложения работают 32 скважины, на башкирские – 271 скважина, на серпуховские – 588 скважин. Всего 891 скважина, из них горизонтальных скважин 127.

Результаты исследований в данной работе связаны с определением направления главных зон разуплотнения (систем трещин – открытых трещин и их связь с дебитами скважин и обводненностью) с целью выбора оптимального направления горизонтальных стволов скважин.

Для выделения коллекторов, проницаемых пропластков, определения петрофизических свойств и насыщения коллектора при бурении проводится геофизический комплекс (ГИС): для вертикального ствола – стандартный (КС, ПС, ДС, БК, ИК) и радиоактивный (ГК и НГК), для горизонтальной части – автономный малогабаритный (АМК-

Горизонт). Из 127 горизонтальных стволов (ГС) длиной от 51 до 546 м, вскрывших отложения башкирского яруса и протвинского горизонта серпуховского яруса, по 42 скважинам по ГИС выделено количество интервалов с пористостью > 7,5% по отложениям верейского горизонта, башкирского яруса и протвинского горизонта серпуховского яруса.

Первый эталонный участок с лучевым расположением горизонтальных стволов включает семь скважин, по которым построена роза-диаграмма (Рис. 2). Кривая количества пористых интервалов показывает следующее: наибольшее распространение интервалов с пористостью выше 7,5% происходит в направлении северо-запад – юго-восток. Максимальная величина суммарных толщин преобладает в юго-восточном направлении. Наибольший дебит жидкости отмечается также в юго-восточном направлении. Таким образом, совокупность дебитов, количества пористых интервалов и суммарных толщин и их преобладание в юго-восточной части данного участка указывают на наличие зон разуплотнения пород в указанном выше направлении. Данное направление совпадает с направлением трещиноватости, выделенным по индикаторным исследованиям.

На втором эталонном участке из 11 горизонтальных скважин наибольшее количество пористых интервалов выделено в юго-западном направлении. Кривая распределения суммарных толщин по ГИС ( $K_p > 7,5\%$ ) указывает на преобладание данной величины также в юго-западном направлении. Максимальный дебит жидкости отмечается в скважине, пространственно расположенной на юго-западе исследуемого участка. Следовательно, преобладание максимальной величины дебита жидкости, количества пористых интервалов по ГИС и их суммарных толщин в юго-западном направлении указывает на наличие здесь зоны разуплотнения пород.

Для определения работающих интервалов, контроля текущего насыщения продуктивных пластов и выработки запасов, в т.ч. для горизонтальных скважин, выполняются исследования профилей притока/приемистости скважин,

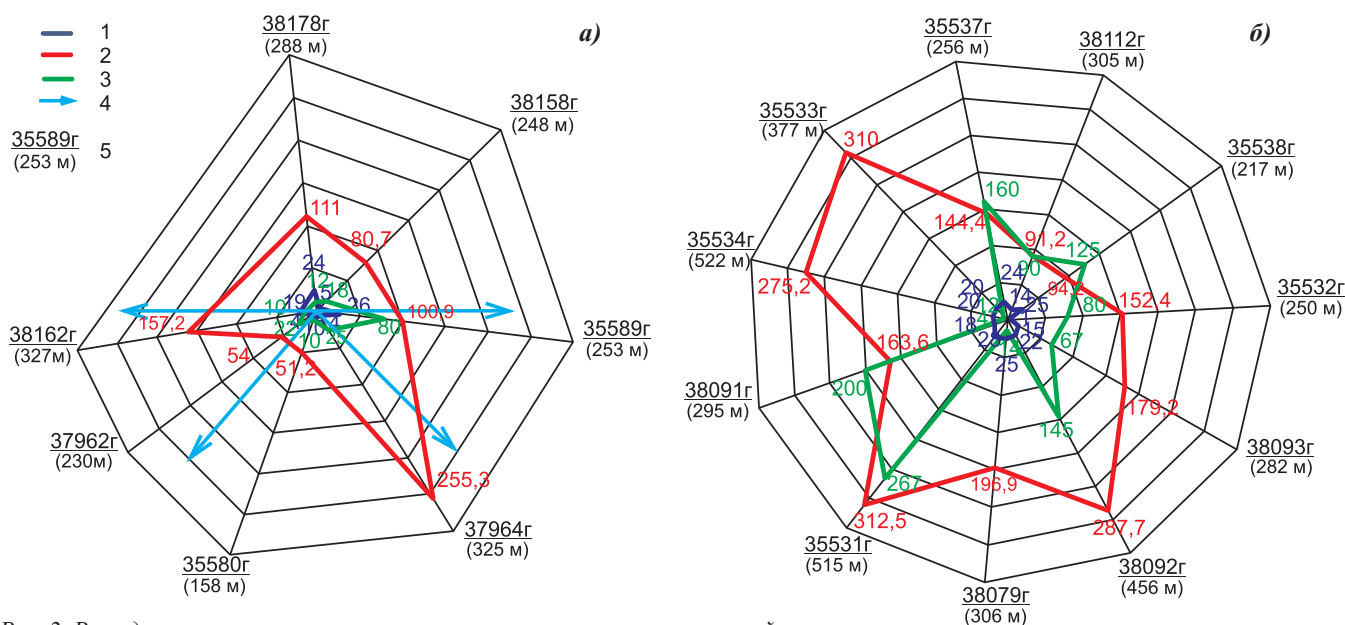


Рис. 2. Роза-диаграмма по количеству пористых интервалов, их суммарной толщине и дебиту жидкости: а) на I участке; б) на II участке. 1 – количество интервалов, 2 – суммарная толщина, 3 – дебит жидкости, м³/сут, 4 – направления движения индикаторной жидкости с максимальной скоростью, 5 – номер скважины/длина горизонт. ствола.

такие как РГД, СТД, ДГД, термометрия, влагометрия, профилометрия, измерение давления и т.д. Проанализированный фонд составил 127 скважин, в 53 скважинах (42%) исследования профиля притока/приемистости отсутствуют. Результаты исследований, проведенных в 55 скважинах (43%), по тем или иным причинам не несут исчерпывающей информации. Основными причинами являются:

- непрохождение геофизических приборов в стволе скважины до необходимой глубины в 45 (35%) скважинах;
- геофизический прибор «забит» грязью в 7 (6%) скважинах;
- нарушения эксплуатационной колонны, заколонные перетоки, не информативность представленных результатов и т.д. в 3 (2%) скважинах.

Десять скважин (8%) охвачены исследованиями лишь частично и не дают полного охвата исследованием работы пласта. Лишь в 19 горизонтальных скважинах (15%) из 127 получены каротажи, по которым можно определить рабочие интервалы эксплуатируемого пласта.

Горизонтальные стволы 19 скважин ориентированы по направлениям: по 5 скважин в СВ-ЮЗ, СЗ-ЮВ и С-Ю (субмеридианальном) направлениях, 4 скважины в З-В (субширотном). Независимо от направления горизонтального ствола фильтрующий интервал по результатам профилометрии может составлять от 0,3% до 99% от всей длины открытого горизонтального окончания. В случае, когда работает более 40% открытого ствола (5 скважин из 19 изучаемых), можно судить об относительной однородности вскрытого пласта. Если доля работающей части пласта не превышает 40% (14 скважин из 19 изучаемых), то, вероятно, имеет место значительная латеральная неоднородность коллектора. В этом случае, небольшой пропласток, на который приходится основная доля добычи, является гораздо более проницаемым по сравнению с остальной частью вскрытого продуктивного разреза, что и позволяет ему работать на незначительной депрессии, недостаточной для получения притока из со-

седних пропластков (Рис. 3).

В скважинах с долей работающей части менее 40% наиболее проницаемые интервалы расположены: в части горизонтального ствола, расположенной ближе к точке входа в пласт, называемой «пяткой» горизонтальной скважины; в средней части горизонтального окончания; распределены небольшими интервалами по всей длине горизонтального ствола.

Во всех скважинах, пробуренных в СВ-ЮЗ направлении, количество и толщина работающих интервалов незначительна (0,3-33%), во всех остальных направлениях встречаются скважины как с небольшими работающими толщинами, так и с полностью охваченным дренажем открытым стволом (скв. № 38242Г).

Анализ основных параметров динамики разработки изучаемых скважин показал:

- начальные дебиты жидкости и нефти мало отличаются во всех перечисленных направлениях;
- средняя начальная обводненность скважин, пробуренных в СВ-ЮЗ направлении, гораздо выше (22%), чем в остальных направлениях (от 5,6% до 13,5%);
- самый короткий безводный период (в среднем 3 месяца) в скважинах, пробуренных в СВ-ЮЗ направлении, самый долгий (в среднем 17 месяцев) – в СЗ-ЮВ направлении;
- в скважинах, пробуренных в СВ-ЮЗ направлении, самый высокий показатель средней текущей обводненности (94%) и наименьший средний суточный дебит нефти (0,48 т/с);
- наибольшая доля работающей части вскрытого разреза (в среднем 42,8%) в скважинах, пробуренных в субмеридианальном направлении, здесь же наименьшая текущая обводненность продукции (в среднем 78,5%).

Необходимо также отметить, что скважины с долей работающей части менее 40% начинают работать с большей обводненностью (14%), чем скважины, эксплуатирующие более 40% вскрытого разреза, где начальная обводненность составляет в среднем 6%. Так же и безводный период в скважинах, предположительно вскрывших зоны разуплотнения (менее 40% работающей части), составляет всего 6 месяцев, тогда как в скважинах с более однородным разрезом (более 40% работающей части) этот показатель в 3 раза выше и составляет в среднем 18 месяцев. Текущая обводненность в скважинах с зонами разуплотнения также выше, чем в стволах, пробуренных в однородном коллекторе, и составляет, соответственно, 89% и 77%. Суточная добыча нефти в скважинах, эксплуатирующих менее

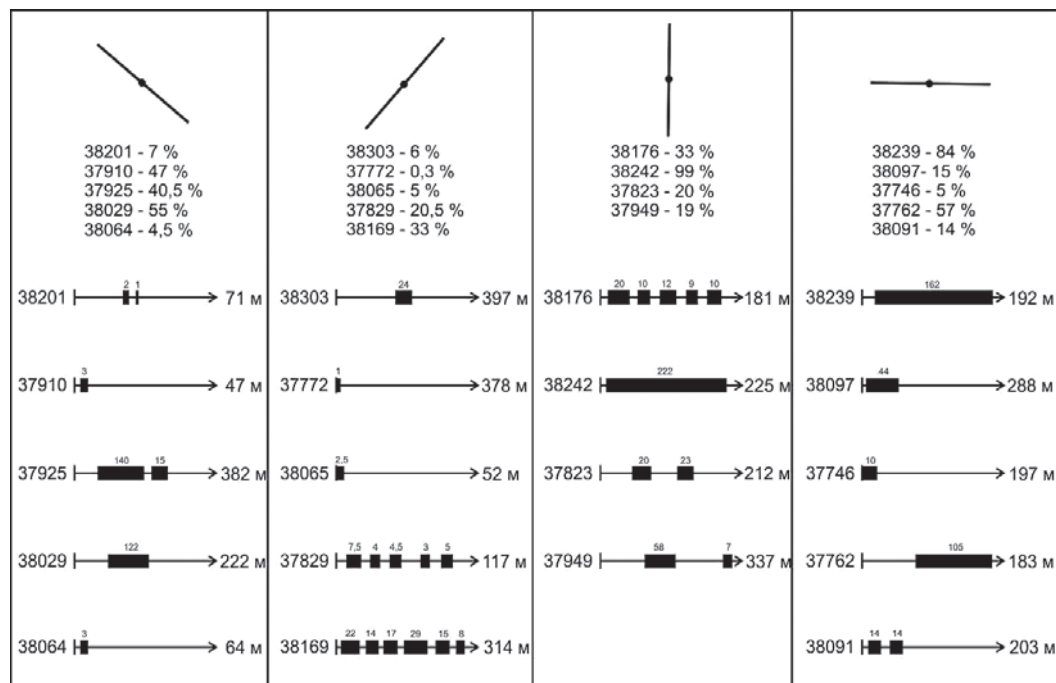


Рис. 3. Распределение наиболее проницаемых («работающих») пропластков по длине горизонтальных участков скважин.

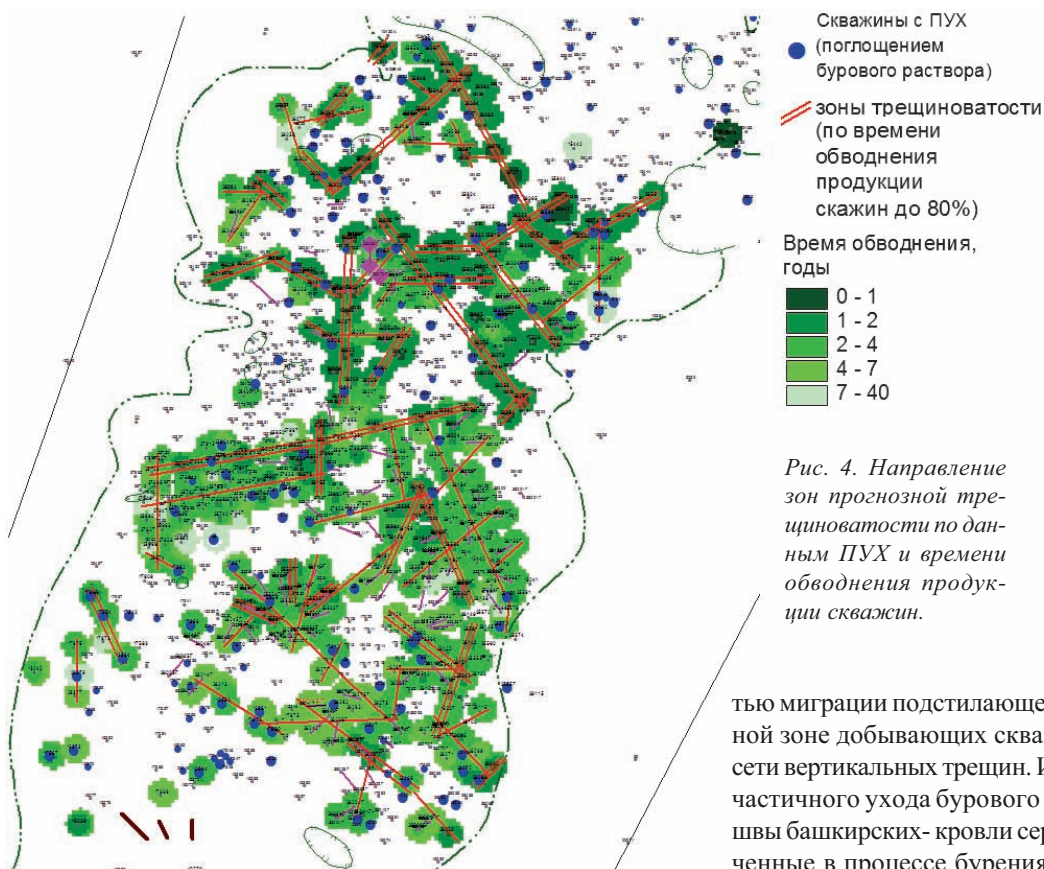


Рис. 4. Направление зон прогнозной трещиноватости по данным ПУХ и времени обводнения продукции скважин.

всего ствола. В «пятке» и по всему стволу дебиты приблизительно равны и составляют, соответственно, 11,25 и 11,67 м<sup>3</sup>/сут;

– текущая обводненность скважин с работающей «пяткой» варьирует от 90-99%, дебит нефти не превышает 1 т/сут. При работающих интервалах в средней части и по всему открытому стволу средняя текущая обводненность составляет, соответственно, 81 и 88%, дебиты нефти достигают 3,3 и 2,5 т/сут, соответственно.

Интенсивное обводнение добываемой в горизонтальных скважинах продукции связано с высокой скоростью миграции подстилающей пластовой воды к призабойной зоне добывающих скважин по проводящим каналам сети вертикальных трещин.

Интервалы полного (ПУХ) или частичного ухода бурового раствора при вскрытии подошвы башкирских- кровли серпуховских отложений, встреченные в процессе бурения 332 скважин и обладающие катастрофически высокой приемистостью, сигнализируют о зонах повышенной трещиноватости коллектора. В дальнейшем, в процессе эксплуатации можно прогнозировать недолговременный период безводного режима работы скважин на таких участках. Подобный режим работы на территории верейско-серпуховской залежи встречен в 28 горизонтальных скважинах. Из них 18 скважин, несмотря на высокие технологические показатели, при вводе в эксплуатацию довольно быстро обводнялись в первый же год, переходя от практически безводного режима эксплуатации (до 15%) к добыче продукции с содержанием воды 50-70%.

40% вскрытого разреза, составляет 0,94 т/сут, в остальных скважинах (более 40%) – в среднем 2,46 т/сут.

Что касается расположения работающей части относительно всего открытого ствола, прослеживаются следующие закономерности:

– текущая продуктивность пластов не зависит от расположения работающей части разреза и составляет от 0,4 до 10,92 м<sup>3</sup>/сут;

– наименьший приток жидкости из пласта (в среднем 7,68 м<sup>3</sup>/сут) в скважинах, где работает только средняя часть

Серпуховский ярус																Башкирский ярус																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																	
↙				↖				↕				↗				↘				↙				↖				↕				↗				↘																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																													
№ скв.	Ож	Он	обв.	№ скв.	Ож	Он	обв.	№ скв.	Ож	Он	обв.	№ скв.	Ож	Он	обв.	№ скв.	Ож	Он	обв.	№ скв.	Ож	Он	обв.	№ скв.	Ож	Он	обв.	№ скв.	Ож	Он	обв.	№ скв.	Ож	Он	обв.	№ скв.	Ож	Он	обв.																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
38201Г	5	0,1	99	35606Г	13	0,3	97	38288Г	4,1	0	99	38303Г	11	0,1	99	38368Г	11	0,1	99	38303Г	11	0,1	99	38289Г	25	0,2	99	38309Г	13	9,5	22	38205Г	31	0,3	99	38280Г	8	7,2	1,1	35594Г	7,4	1,3	83	38251Г	2,7	0,7	72	38288Г	4,1	0	99	38251Г	2,7	0,7	72	38065Г	6,5	0,1	99	38307Г	9	8,2	1,1	38178Г	13	0,1	99	38224Г	145	0,1	100	38253Г	6,3	0,2	97	38221Г	6,7	0,7	89	38205Г	31	0,3	99	35606Г	13	0,3	97	35580Г	8,5	0,1	99	35589Г	8,6	0,2	98	37964Г	25	0,2	99	38158Г	18	0,2	99	38065Г	6,5	0,1	99	38307Г	9	8,2	1,1	38203Г	7,5	0,3	96	38280Г	8	7,2	1,1	38141Г	2	1,1	42	35811Г	19	0,5	97	38116Г	0,7	0,5	21	35553Г	2,0	0,8	61	38203Г	7,5	0,3	96	38309Г	13	9,5	22	38201Г	5	0,1	99	38224Г	145	0,1	100	38112Г	11	4,2	61	35900Г	55	1,5	97	35834Г	9	0,1	99	35552Г	6,4	0,2	96	35580Г	8,5	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38178Г	13	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38253Г	6,3	0,2	97	38221Г	6,7	0,7	89	35811Г	19	0,5	97	35811Г	19	0,5	97	35563Г	2,4	2	11	38141Г	2	1,1	42	38095Г	8,7	0,9	90	37964Г	25	0,2	99	38195Г	7	1,4	80	max	25	4,2		38169Г	200	7,3	96	35809Г	9,2	0,1	99	38162Г	9,8	0,1	99	35568Г	4,5	0,1	99	35589Г	8,6	0,2	98	38116Г	0,7	0,5	21	38158Г	18	0,2	99	min	2	0,1		max	200	9,5		38116Г	0,7	0,5	21	38158Г	18	0,2	99	min	2	0,1		max	200	9,5		38176Г	220	8,1	96	37962Г	24	0,2	99	38097Г	10	0,3	97	35563Г	2,4	2	11	средн.	9,9	1		min	6,7	0,2		38093Г	78	4,3	95	37962Г	24	0,2	99	38092Г	135	15	89	38162Г	9,8	0,1	99	38092Г	135	15	89	38162Г	9,8	0,1	99	38093Г	78	4,3	95	37962Г	24	0,2	99	35537Г	278	26	91	35582Г	22	0,6	97	35537Г	278	26	91	35582Г	22	0,6	97	35834Г	9	0,1	99	38164Г	7,3	0,1	99	35834Г	9	0,1	99	38164Г	7,3	0,1	99	35809Г	9,2	0,1	99	38095Г	8,7	0,9	90	35809Г	9,2	0,1	99	38095Г	8,7	0,9	90	38176Г	220	8,1	96	35553Г	2	0,8	61	38176Г	220	8,1	96	35553Г	2	0,8	61	35537Г	278	26	91	35582Г	22	0,6	97	35537Г	278	26	91	35582Г	22	0,6	97	35834Г	9	0,1	99	38164Г	7,3	0,1	99	35834Г	9	0,1	99	38164Г	7,3	0,1	99	35809Г	9,2	0,1	99	38095Г	8,7	0,9	90	35809Г	9,2	0,1	99	38095Г	8,7	0,9	90	38176Г	220	8,1	96	35553Г	2	0,8	61	38176Г	220	8,1	96	35553Г	2	0,8	61	35537Г	278	26	91	35582Г	22	0,6	97	35537Г	278	26	91	35582Г	22	0,6	97	35834Г	9	0,1	99	38164Г	7,3	0,1	99	35834Г	9	0,1	99	38164Г	7,3	0,1	99	35809Г	9,2	0,1	99	38095Г	8,7	0,9	90	35809Г	9,2	0,1	99	38095Г	8,7	0,9	90	38176Г	220	8,1	96	35553Г	2	0,8	61	38176Г	220	8,1	96	35553Г	2	0,8	61	35537Г	278	26	91	35582Г	22	0,6	97	35537Г	278	26	91	35582Г	22	0,6	97	35834Г	9	0,1	99	38164Г	7,3	0,1	99	35834Г	9	0,1	99	38164Г	7,3	0,1	99	35809Г	9,2	0,1	99	38095Г	8,7	0,9	90	35809Г	9,2	0,1	99	38095Г	8,7	0,9	90	38176Г	220	8,1	96	35553Г	2	0,8	61	38176Г	220	8,1	96	35553Г	2	0,8	61	35537Г	278	26	91	35582Г	22	0,6	97	35537Г	278	26	91	35582Г	22	0,6	97	35834Г	9	0,1	99	38164Г	7,3	0,1	99	35834Г	9	0,1	99	38164Г	7,3	0,1	99	35809Г	9,2	0,1	99	38095Г	8,7	0,9	90	35809Г	9,2	0,1	99	38095Г	8,7	0,9	90	38176Г	220	8,1	96	35553Г	2	0,8	61	38176Г	220	8,1	96	35553Г	2	0,8	61	35537Г	278	26	91	35582Г	22	0,6	97	35537Г	278	26	91	35582Г	22	0,6	97	35834Г	9	0,1	99	38164Г	7,3	0,1	99	35834Г	9	0,1	99	38164Г	7,3	0,1	99	35809Г	9,2	0,1	99	38095Г	8,7	0,9	90	35809Г	9,2	0,1	99	38095Г	8,7	0,9	90	38176Г	220	8,1	96	35553Г	2	0,8	61	38176Г	220	8,1	96	35553Г	2	0,8	61	35537Г	278	26	91	35582Г	22	0,6	97	35537Г	278	26	91	35582Г	22	0,6	97	35834Г	9	0,1	99	38164Г	7,3	0,1	99	35834Г	9	0,1	99	38164Г	7,3	0,1	99	35809Г	9,2	0,1	99	38095Г	8,7	0,9	90	35809Г	9,2	0,1	99	38095Г	8,7	0,9	90	38176Г	220	8,1	96	35553Г	2	0,8	61	38176Г	220	8,1	96	35553Г	2	0,8	61	35537Г	278	26	91	35582Г	22	0,6	97	35537Г	278	26	91	35582Г	22	0,6	97	35834Г	9	0,1	99	38164Г	7,3	0,1	99	35834Г	9	0,1	99	38164Г	7,3	0,1	99	35809Г	9,2	0,1	99	38095Г	8,7	0,9	90	35809Г	9,2	0,1	99	38095Г	8,7	0,9	90	38176Г	220	8,1	96	35553Г	2	0,8	61	38176Г	220	8,1	96	35553Г	2	0,8	61	35537Г	278	26	91	35582Г	22	0,6	97	35537Г	278	26	91	35582Г	22	0,6	97	35834Г	9	0,1	99	38164Г	7,3	0,1	99	35834Г	9	0,1	99	38164Г	7,3	0,1	99	35809Г	9,2	0,1	99	38095Г	8,7	0,9	90	35809Г	9,2	0,1	99	38095Г	8,7	0,9	90	38176Г	220	8,1	96	35553Г	2	0,8	61	38176Г	220	8,1	96	35553Г	2	0,8	61	35537Г	278	26	91	35582Г	22	0,6	97	35537Г	278	26	91	35582Г	22	0,6	97	35834Г	9	0,1	99	38164Г	7,3	0,1	99	35834Г	9	0,1	99	38164Г	7,3	0,1	99	35809Г	9,2	0,1	99	38095Г	8,7	0,9	90	35809Г	9,2	0,1	99	38095Г	8,7	0,9	90	38176Г	220	8,1	96	35553Г	2	0,8	61	38176Г	220	8,1	96	35553Г	2	0,8	61	35537Г	278	26	91	35582Г	22	0,6	97	35537Г	278	26	91	35582Г	22	0,6	97	35834Г	9	0,1	99	38164Г	7,3	0,1	99	35834Г	9	0,1	99	38164Г	7,3	0,1	99	35809Г	9,2	0,1	99	38095Г	8,7	0,9	90	35809Г	9,2	0,1	99	38095Г	8,7	0,9	90	38176Г	220	8,1	96	35553Г	2	0,8	61	38176Г	220	8,1	96	35553Г	2	0,8	61	35537Г	278	26	91	35582Г	22	0,6	97	35537Г	278	26	91	35582Г	22	0,6	97	35834Г	9	0,1	99	38164Г	7,3	0,1	99	35834Г	9	0,1	99	38164Г	7,3	0,1	99	35809Г	9,2	0,1	99	38095Г	8,7	0,9	90	35809Г	9,2	0,1	99	38095Г	8,7	0,9	90	38176Г	220	8,1	96	35553Г	2	0,8	61	38176Г	220	8,1	96	35553Г	2	0,8	61	35537Г	278	26	91	35582Г	22	0,6	97	35537Г	278	26	91	35582Г	22	0,6	97	35834Г	9	0,1	99	38164Г	7,3	0,1	99	35834Г	9	0,1	99	38164Г	7,3	0,1	99	35809Г	9,2	0,1	99	38095Г	8,7	0,9	90	35809Г	9,2	0,1	99	38095Г	8,7	0,9	90	38176Г	220	8,1	96	35553Г	2	0,8	61	38176Г	220	8,1	96	35553Г	2	0,8	61	35537Г	278	26	91	35582Г	22	0,6	97	35537Г	278	26	91	35582Г	22	0,6	97	35834Г	9	0,1	99	38164Г	7,3	0,1	99	35834Г	9	0,1	99	38164Г	7,3	0,1	99	35809Г	9,2	0,1	99	38095Г	8,7	0,9	90	35809Г	9,2	0,1	99	38095Г	8,7	0,9	90	38176Г	220	8,1	96	35553Г	2	0,8	61	38176Г	220	8,1	96	35553Г	2	0,8	61	35537Г	278	26	91	35582Г	22	0,6	97	35537Г	278	26	91	35582Г	22	0,6	97	35834Г	9	0,1	99	38164Г	7,3	0,1	99	35834Г	9	0,1	99	38164Г	7,3	0,1	99	35809Г	9,2	0,1	99	38095Г	8,7</

Впоследствии, спустя 3-4 года эксплуатации, такие скважины имеют обводненность добываемой продукции 92-96% и работают на грани рентабельности. При этом средний срок безводного режима 37 месяцев.

При изучении описаний хода бурения 1550 скважин на изучаемой территории выявлено 332 скважины, при бурении которых в интервале башкирско-серпуховских отложений происходил полный уход буровой жидкости. Оси, проведенные по линиям расположения скважин с ПУХ, не имеют строгого направления и ориентированы во все стороны света. Проведено сопоставление осей зон разуплотнения, полученных по коэффициентам продуктивности ( $K_{прод}$ ) и ПУХ. Анализ показал, что совпадение направлений осей разуплотнения по данным двух карт составила 75%, что может служить доказательством того, что и увеличенные значения  $K_{прод}$  и зоны ПУХ приурочены к зонам разуплотнения или зонам макротрещиноватости.

Проведенное сопоставление местоположения скважин с начальной обводненностью более 20%, зон прогнозной трещиноватости по периоду обводнения скважин с зонами ПУХ показал, что полное совпадение наблюдается в тех зонах, где есть работающие скважины. На территории, где башкирско-серпуховская залежь разбурена только проходящими скважинами, и нет пробуренных скважин на залежь, совпадение не наблюдается (Рис. 4).

На участках проведения исследований методом СЛБО, по которым выделены зоны разуплотнения пород по отложениям башкирского яруса, расположено 27 горизонтальных скважин. Из 27 скважин, участвующих в анализе, 18 скважин находятся в зонах разуплотнения пород, 9 – в более плотных зонах. Среди скважин, расположенных в разуплотненных зонах, направление горизонтального ствола ориентировано как перпендикулярно зонам разуплотнения (северо-запад) (16 скважин – 89%), так и параллельно ей (2 скважины – 11%). Что же касается скважин, расположенных в более плотных зонах, направление горизонтальных стволов ориентировано следующим образом: перпендикулярно зонам разуплотнения (северо-запад) – 2 скважины (22%), параллельно – 7 скважин (78%).

По отложениям протвинского горизонта серпуховского яруса на участках проведения исследований методом СЛБО расположено 25 горизонтальных скважин. Из них 17 скважин находятся в зонах разуплотнения пород, 8 – в более плотных зонах. Среди скважин, расположенных в разуплотненных зонах, направление горизонтального ствола ориентировано как перпендикулярно зонам разуплотнения (северо-запад) (14 скважин – 82%), так и параллельно ей (3 скважины – 18%). Что же касается скважин, расположенных в более плотных зонах, направление горизонтальных стволов ориентировано следующим образом: перпендикулярно зонам разуплотнения (северо-запад) – 1 скважина (12,5%), параллельно – 7 скважин (87,5%).

Анализ дебитов жидкости и нефти по башкирским отложениям показал следующее: максимальное среднее значение дебита жидкости наблюдается

в скважинах, расположенных в более плотной зоне по данным СЛБО с направлением горизонтальных стволов (северо-восточное), перпендикулярным направлению зон разуплотнения (северо-западное). Минимальное среднее значение  $Q_{ж}$  присуще скважинам, расположенным в разуплотненных зонах с направлением горизонтальных стволов (северо-западное), совпадающим с направлением зон разуплотнения. В случае с дебитами нефти ситуация не изменилась.

Что же касается дебитов жидкости и нефти по серпуховским отложениям, анализ показал следующее: максимальное среднее значение дебита жидкости наблюдается в

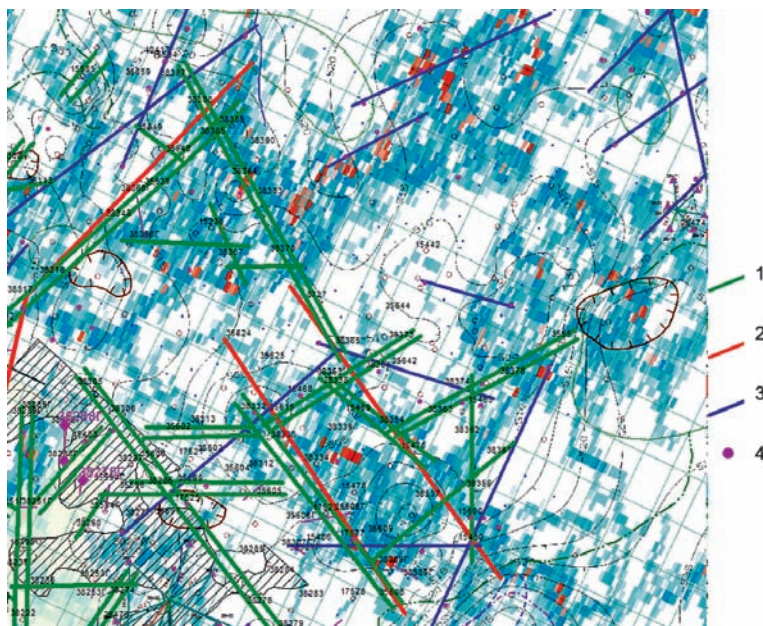


Рис. 6. Сопоставление модели трещиноватости отложений 303 залежи по результатам сейсморазведки МОГТ 3Д с промысловыми данными. 1 – периода обводнения, 2 – удельного коэффициента продуктивности, 3 – зон ПУХ, 4 – скважины с поглощением промывочной жидкости.

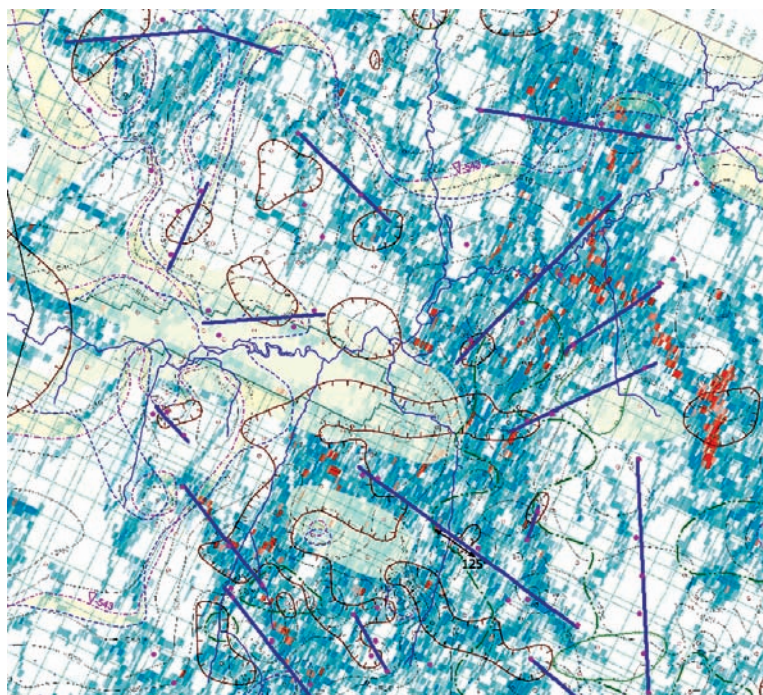


Рис. 7. Сопоставление модели трещиноватости отложений 303 залежи по результатам сейсморазведки МОГТ 3Д с промысловыми данными.

скважинах, расположенных в более плотной зоне по данным СЛБО. Минимальное среднее значение  $Q_{ж}$  присуще скважинам, расположенным в разуплотненных зонах с направлением горизонтальных стволов (северо-западное), совпадающим с направлением зон разуплотнения. В случае с дебитами нефти ситуация также не изменилась.

Проведено сопоставление дебитов жидкости, нефти, обводненности скважин с учетом направления горизонтальных стволов с зонами разуплотнения, выделенными на сейсмокартах 3Д с учетом определенных по результатам бурения зон ПУХ, зон повышенной обводненности и дебитов. По отложениям башкирского яруса максимальные средние значения дебитов жидкости и нефти присуще скважинам с горизонтальным стволом, ориентированным в северо-западном (юго-восточном) направлении, минимальные – в субмеридианальном направлении. По отложениям серпуховского яруса наблюдается аналогичная ситуация (Рис. 5).

Анализ скважин по обводненности продукции и зонам ПУХ на данном участке показывает, что зависимости обводненности продукции и зон ПУХ от приуроченности скважин к различным зонам линеаментов по АКГИ не выявлено. То есть скважины с одинаковой обводненностью могут располагаться в зонах с различной линеаментной трещиноватостью.

Таким образом, по результатам проведенных сейсморазведочных работ 3Д, АКГИ с учетом доминирующего направления разломов и прогибов при формировании Куакбашского вала (северо-восточное, также существуют локальные участки с прогибами северо-западного простирания) и связанных с этим зон разуплотнения в башкирско-серпуховских отложениях правдоподобную модель зон разуплотнения в карбонатных коллекторах без фактических данных по скважинам не удалось создать (Рис. 6).

В последующем по результатам анализа всех проведенных скважинных исследований ООО «ТНГ-Групп» была создана новая модель зон разуплотнения с учетом ранее проведенных сейсморазведочных работ 3Д (Рис. 6, 7). Выявление ориентированности проводящих коридоров трещиноватых зон позволит локализовать наиболее продуктивные участки залежи, организовать рациональную систему ППД и оптимизировать разработку в целом. Использование проведенного анализа для выбора направления горизонтального ствола позволит увеличить дебиты скважин и увеличить безводный период работы скважин.

R.S. Hisamov, V.G. Bazarevskaya, T.I. Tarasova, N.A. Badurtdinova, A.N. Martinov, E.N. Dulaeva. **Determination of fracturing in carbonate deposits in order to select the optimal location of horizontal wells**

In the conditions of modern study of mineral resources when the attention of the industry is shifting from depleted pore reservoirs to the unconventional reservoirs, permeability and porosity of which are determined by the fracturing, increasing interest and rapid development acquire methods that allow predicting areas with high filtration characteristics. Therefore the identification of regularities of high permeable zones, assessing the role of tectonic factors in the formation and location of decompression and fracturing zones in

carbonate sediments, as well as oil accumulations in them is highly relevant. The research results in this paper are related to the definition of the direction of the main areas of decompression (fracturing systems – open fractures and their relationship with flow rates of wells and water content) in order to select the optimal direction of the horizontal wellbores.

*Keywords:* fracturing, profile logging, well flow rates, full maintenance of drilling fluid, decompression zone model.

*Раис Салихович Хисамов*

Член Совета директоров, заместитель генерального директора – главный геолог ОАО «Татнефть», член Комитета по корпоративному управлению при Совете директоров ОАО «Татнефть», д.геол.-мин. наук, академик АГН РФ.

Открытое Акционерное Общество «Татнефть» им. В.Д.Шашина

Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, 75. Тел.: (8553) 307-117.

*Венера Гильмеахметовна Базаревская*

Канд. геол.-мин. наук, начальник отдела поисковой и разведочной геологии. Научные интересы: геологические условия формирования ловушек нефти и их генотипы, закономерности размещения месторождений и залежей нефти, методы поиска и разведки месторождений углеводородов, оценка запасов нефти и газа.

*Татьяна Ивановна Тарасова*

Зам. начальника отдела поисковой и разведочной геологии. Научные интересы: методы поиска и разведки месторождений углеводородов, оценка запасов нефти и газа, геологические особенности строения и формирования нефтяных залежей.

*Надежда Артемовна Бадуртдинова*

Заведующая сектором обоснования направлений геолого-поисковых работ на разведочных площадях. Научные интересы: обоснование направлений геолого-поисковых работ на разведочных площадях, геологические особенности строения и формирования нефтяных залежей.

*Александр Николаевич Мартынов*

Заведующий сектором автоматизации обработки геологической информации. Научные интересы: обработка геологической информации, поиск и разведка месторождений нефти, геологические особенности строения и формирования нефтяных залежей.

*Екатерина Николаевна Дулаева*

Инженер 2 категории отдела поисковой и разведочной геологии. Научные интересы: геологические особенности строения и формирования нефтяных залежей, поиск и разведка месторождений нефти.

Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти («ТатНИПИнефть») ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина

423236, Республика Татарстан, г. Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 32. Тел.: (85594) 4-52-05, 7-86-27.