

# Вестник недропользователя

ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА

- *Итоги 2003 года по подготовке промышленных запасов нефти и газа на территории Ханты-Мансийского автономного округа*
- *О работе территориального отделения нефтяной и газовой секций ЦКР по ХМАО*
- *Экспресс-метод оценки предельно рентабельных технологических параметров и экономической эффективности разработки нефтяных месторождений на территории ХМАО*

№14 2004 год



# Содержание

## СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ РЕСУРСАМИ

- 2-5 **Хафизов Ф.З., Теплоухова И.А., Бакай И.С.** Итоги 2003 года по подготовке промышленных запасов нефти и газа на территории Ханты-Мансийского автономного округа.
- 6-7 **Толстолыткин И.П., Туров В.А.** О работе территориального отделения нефтяной и газовой секций ЦКР по ХМАО в первом полугодии 2003 года.
- 8-9 **Толстолыткин И.П., Туров В.А.** О работе территориального отделения нефтяной и газовой секций ЦКР по ХМАО во втором полугодии 2003 года.
- 10-19 **Янин Ан.Н.** Не повторять ошибок (из опыта рассмотрения проектных документов на ТО ЦКР по ХМАО).
- 20-24 **Шарифуллина Е.А., Коркунов В.В.** Анализ участия зарубежных фирм в освоении недр Ханты-Мансийского автономного округа.

## АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

### *Геологоразведочные работы*

- 25-35 **Зубков М.Ю., Пормейстер Я.А., Садыков М.Р., Мордвинцев М.В., Захаров В.В., Бондаренко П.М.** Прогноз зон природной трещиноватости в продуктивных отложениях Западно-Урьевской площади по данным сейсморазведки и тектонофизического моделирования.
- 36-39 **Прозоров С.В., Файбусович Я.Э., Астапов А.П., Боровский В.В., Воронин А.С.** Северо-Тюменская субпровинция кристобалит-опаловых пород - уникальная минерально-сырьевая база Западно-Сибирского промышленного комплекса.
- 40-42 **Осыка А.В.** Аномальные разрезы баженовской свиты на Повховской площади - объект для поиска углеводородных залежей.
- 43-49 **Денисов С.Б., Дьяконова Т.Ф.** Генетическая природа отложений шеркалинской свиты Талинского месторождения.
- 50-53 **Соколовский А.П.** Перспективы нефтегазоносности юрских и меловых отложений на Абалакской и Екимовской площадях юга Тюменской области.
- 54-61 **Волков В.А., Гончарова В.Н., Мухер А.Г., Нечаева Н.А., Сидоров А.Н.** Методика построения карты изохрон отражающего горизонта А и структурной карты поверхности доюрского основания осадочного чехла территории ХМАО.
- 62-67 **Коровина И.О., Бабурин А.Н.** Перспективы нефтегазоносности отложений ахской свиты в Надымском районе.
- 68-73 **Соколовский А.П.** Перспективы нефтеносности нижнеюрских отложений в пределах Ендырской группы поднятий.

### *Экономика*

- 74-80 **Янин Ан.Н., Янин К.Е., Классен Е.В.** Экспресс-метод оценки предельно рентабельных технологических параметров и экономической эффективности разработки нефтяных месторождений на территории ХМАО.



## ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

**Прогноз зон природной трещиноватости в продуктивных отложениях Западно-Урьевской площади по данным сейсморазведки и тектонофизического моделирования**

М.Ю.Зубков, Я.А.Пормейстер (ООО «Сибгеоцентр»),  
 М.Р.Садыков, М.В.Мордвинцев (ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»),  
 В.В.Захаров (ТПП «Лангепаснефтегаз»), П.М.Бондаренко (ИГНИГ СО РАН)

Наблюдаемые различия в дебитах по жидкости, получаемые из скважин, пробуренных на один и тот же объект, представленный гранулярными породами-коллекторами, имеющими примерно одинаковую мощность и характер насыщения, трудно объяснить лишь вариациями межзерновой проницаемости, не привлекая дополнительно трещинную составляющую.

Об этом же свидетельствуют многочисленные исследования с использованием трассеров или индикаторов, помещаемых в нагнетательные скважины с целью изучения скорости движения закачиваемых в пласт вод. Действительно, такие исследования, проведенные в разных районах Западной Сибири, свидетельствуют о наличии в продуктивных отложениях широкой сети разветвленных и гидродинамически связанных каналов с низким фильтрационным сопротивлением, скорость движения пластового флюида по которым на 2-3 порядка выше таковой, характерной для гранулярного коллектора [9].

Анализ кривых восстановления пластового давления в скважинах, пробуренных на разных месторождениях Западной Сибири, также показал наличие в ряде случаев часто небольших по амплитуде, но многочисленных скачков давления, которые могут интерпретироваться как последовательное подключение к прискважинному пространству трещиноватых зон, расположенных на разном расстоянии от забоя скважины.

Наконец, результаты гидроразрыва пласта (ГРП), проведенного на различных месторождениях, например, Лангепасского нефтегазоносного района, подтверждают, что величина кратности получаемых после ГРП притоков жидкости и/или нефти во много раз превышает теоретически возможный прирост дебитов, обусловленный лишь ГРП [7]. Эти факты могут быть объяснены лишь при условии, что в пласте помимо трещины гидроразрыва к скважине «подключаются» природные трещины, дренирующие продуктивный пласт.

Таким образом, накопленные к настоящему вре-

мени факты однозначно свидетельствуют о том, что в фильтрации флюидов в разновозрастных породах-коллекторах различных месторождений Западной Сибири наряду с межзерновой проницаемостью активное участие принимает и трещинная проницаемость.

Очевидно, что при выборе той или иной схемы разработки или методов повышения нефтеотдачи продуктивных пластов в пределах того или иного месторождения необходимо учитывать природную трещиноватость, так как ее влияние на гидродинамические свойства залежей может оказаться решающим.

Известно, что основными условиями формирования трещин в осадочном чехле являются тектонические движения и чем они моложе и интенсивнее, тем значительнее величина вторичной трещиноватости, возникающей в чехле, и лучше степень ее сохранности.

С целью прогноза зон природной (тектоногенной) трещиноватости предложена оригинальная методика тектонофизического моделирования [4,5], разработанная на основе известных работ М.В.Гзовского, Д.Н.Осокиной, П.М.Бондаренко, Дж.Б.Курье, Р.Е.Реттгера и других [1-3,8,11,12].

Моделирование включает в себя несколько этапов.

Первый этап - по данным сейсморазведки на временных разрезах выделяются основные типы структур: флексуры, антиклинальные поднятия, прогибы и т.п. Затем на основе проведения палеотектонического анализа определяется порядок формирования структур, выделенных в пределах выбранной площади.

Следующий этап - тектонофизическое моделирование формирования выделенных по данным сейсморазведки структур с использованием двух методов: оптико-поляризационного и тектоноседиментационного.

**Оптико-поляризационный** метод основан на свойстве некоторых оптически активных веществ окрашиваться в поляризованном свете под действием приложенных к ним нагрузок, что дает возможность



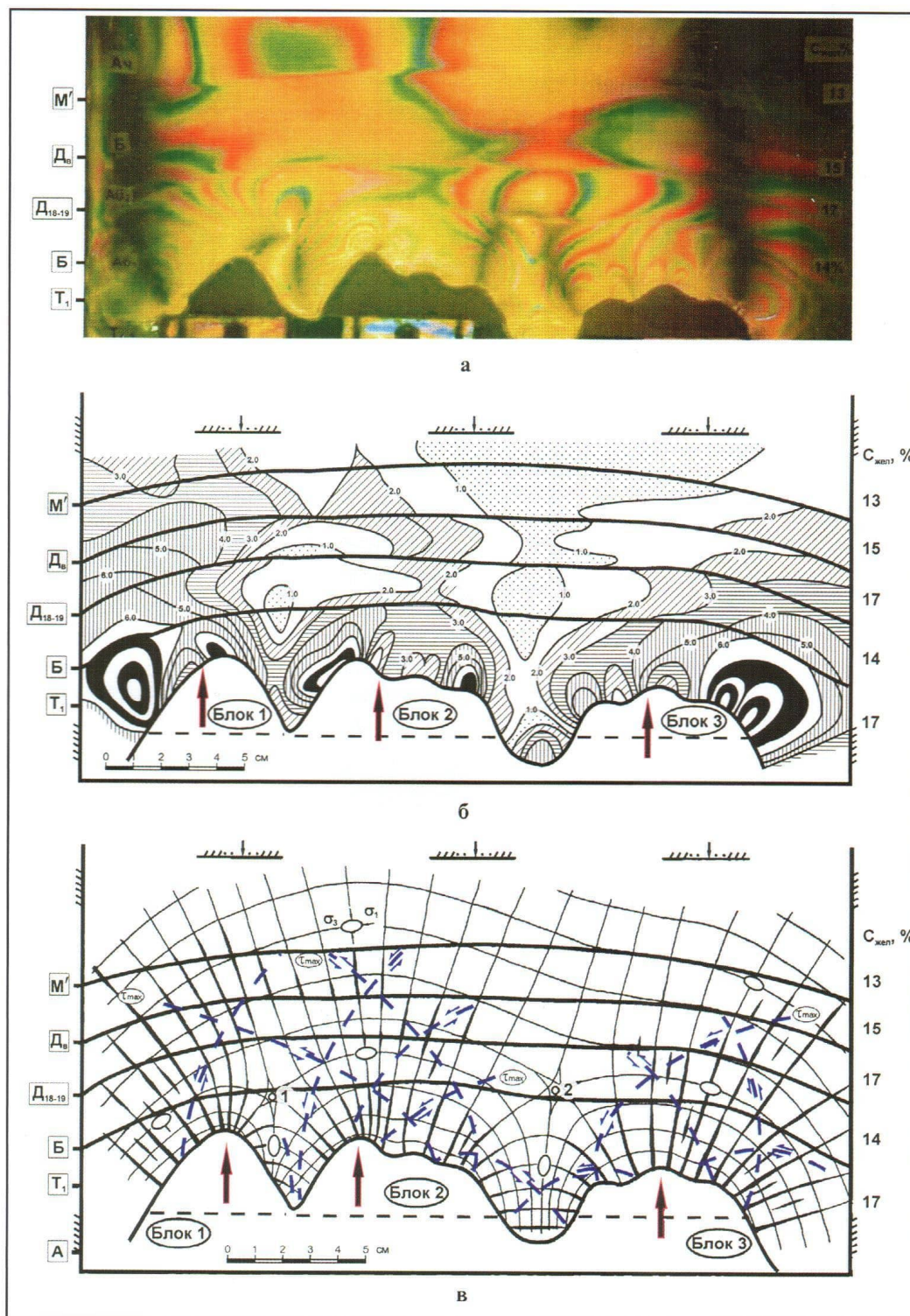


Рис.1. Пример оптико-поляризационной модели и результатов обработки сейсмопрофиля Т510 Восточно-Уральской площади: а - фотография модели, б - уровни касательных напряжений, в - ориентации траекторий нормальных и касательных напряжений; положение трещинных зон разрывного (утолщение линий  $\sigma_1$ ) и сдвигового (пунктир) типа показано в пределах участков с повышенными значениями  $\tau_{max}$



## ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

изучать этим методом характер распределения в модели напряжений, а также прогнозировать плотность и ориентировку трещин отрыва и скола.

Пример такой многослойной модели, построенной по сейсмопрофилю Т510, приведен на рис.1. На ней запечатлена изохроматическая картина распределения напряжений, возникшая в результате последовательного роста трех блоков различной формы (рис.1а).

Анализ полученных напряжений показал, что их максимальные концентрации наблюдаются в прикупольных и крыльевых частях поднятий, причем критические значения напряжений, свидетельствующие о возможности протекания процесса трещинообразования, проникают в слои, моделирующие нижненеокомские отложения (рис.1б).

По положению изоклин восстанавливается ориентировка нормальных напряжений в модели, а так как трещины отрыва имеют ту же ориентацию, что и нормальные напряжения, то по положению последних прогнозируется расположение трещин отрыва (рис.1в). Выделяются две основные системы трещин отрыва. Одна из них имеет субвертикальную ориентацию и концентрируется вблизи куполов поднятий, а другая (субгоризонтальная) располагается в межблоковых прогибах (см.рис.1в).

Обращают на себя внимание изотропные точки, расположенные между поднятиями приблизительно на уровне границы Б (см.рис.1в). Это точки равностороннего сжатия, в которых касательные напряжения равны нулю, а нормальные – одинаковы во всех направлениях. В этих точках и вблизи них образование трещин невозможно. В природе этим участкам соответствуют бесперспективные уплотненные зоны, из которых интенсивно отжимаются флюиды, присутствующие в порах осадков.

Следует также обратить внимание на тот факт, что над изотропными точками и под ними наблюдается переориентация эллипсоида деформации на  $90^\circ$ , что соответствует смене субгоризонтально ориентированных трещин на расположенные субвертикально или наоборот (см.рис.1в). Поэтому, если бурящаяся скважина проходит через зону всестороннего сжатия, то в керне, отобранном из этой скважины, должны выявляться следующие закономерности. В интервале глубин, расположенных над зоной всестороннего сжатия, будут наблюдаться, например, субвертикально ориентированные трещины, которые лучше всего сохраняются в карбонатизированных песчаниках, мергелях и других типах прочных, но хрупких разновидностей осадочных пород. В самой изотропной зоне встретят-

ся плотные породы, например, кварцитовидные песчаники или аргиллиты. Под ней могут оказаться «блинчиковидные» песчаники, своеобразная текстура которых обусловлена наличием в них субгоризонтальных трещин.

В глинистых отложениях, отобранных из зон тектонического дробления, будут наблюдаться многочисленные «зеркала» и поверхности скольжения, так как в них трещины отрыва не сохраняются из-за их высокой пластичности и развиваются сколово-сдвиговые дислокации (см.рис.1в - пунктирные линии).

**Тектоноседиментационный метод** позволяет исследовать механизм формирования разрывных нарушений в прочных, но достаточно хрупких (компетентных) пластах, а также закономерности перемещения осадочных масс под действием растущих из фундамента блоков. Модель представляет собой прямоугольный бокс типа аквариума (с прозрачными стенками), в основании которого помещаются подвижные штампы, которые после последовательного отложения в водной среде осадочных слоев, поднимаются вверх, моделируя рост блоков фундамента.

В качестве примера рассмотрена тектоноседиментационная модель, построенная по тому же сейсмопрофилю Т510 (рис.2). Проведенное моделирование позволило выявить следующие закономерности.

Во-первых, как и прогнозировалось по данным оптико-поляризационного моделирования, над воздымавшимися блоками в осадочном чехле в компетентных слоях (они на рисунке имеют светло-серый или белый цвет) возникли субвертикальные трещины (рис.2б). В межблочных участках и на небольшом удалении от края крыльев поднятий возникли субгоризонтально ориентированные трещины (см.рис.2б). Плотность или количество трещин уменьшается в направлении снизу вверх.

Во-вторых, над самым крупным (центральным) поднятием на уровне горизонта  $D_{18-19}$  сформировалась зона разуплотнения в виде просадки осадков или мини-грабена, ограниченного по краям серией малоамплитудных сбросов (см.рис.2б).

Небольшие по величине зоны просадки, образовавшиеся над всеми тремя поднятиями, вышли на поверхность модели, вследствие чего на ней образовался слабохолмистый рельеф (рис.2а,б). В результате нагнетания осадков в стороны растущими блоками между ними возникли поднятия, также вышедшие на поверхность модели. Следовательно, в зависимости от морфологии блоков, воздымавшихся из фундамента, на поверхности Земли над ними могли образоваться или озера или русла рек, а между ними наоборот



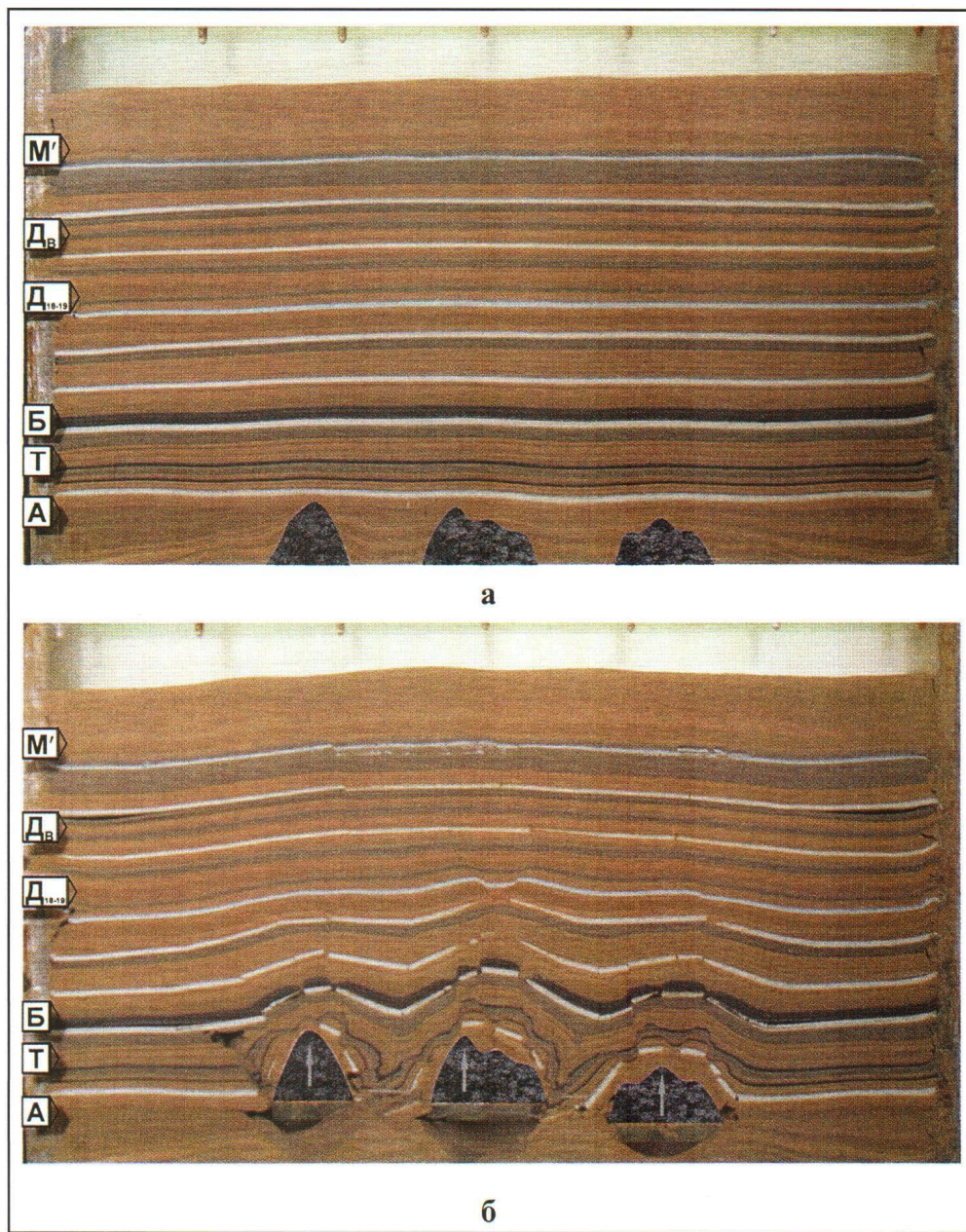


Рис.2. Тектоноседиментационная модель формирования антиклинальных структур, построенная по сейсмопрофилю Т510 Восточно-Урьевской площади до начала роста поднятий (а) и после завершения роста трех поднятий (б)

должны были сформироваться водоразделы в виде небольших возвышенностей той или иной формы.

По данным оптико-поляризационного моделирования было показано, что между поднятиями должны были образоваться изотропные точки, характеризующие зоны всестороннего сжатия. Исходя из того, что в межблочном пространстве во втором по счету (от низа модели) компетентном слое образовались субвертикальные трещины, а в основании модели намечилось формирование

субгоризонтально ориентированных трещин, можно заключить, что изотропные точки должны находиться где-то между первым и вторым компетентными слоями в толще осадков, моделирующих отложения тюменской свиты (в интервале глубин А-Т). Эти точки, скорее всего, расположены в участках наиболее интенсивного нагнетания осадков крыльевыми частями антиклинальных блоков, в которых отмечается интенсивное увеличение их мощности (рис.2а,б).



## ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

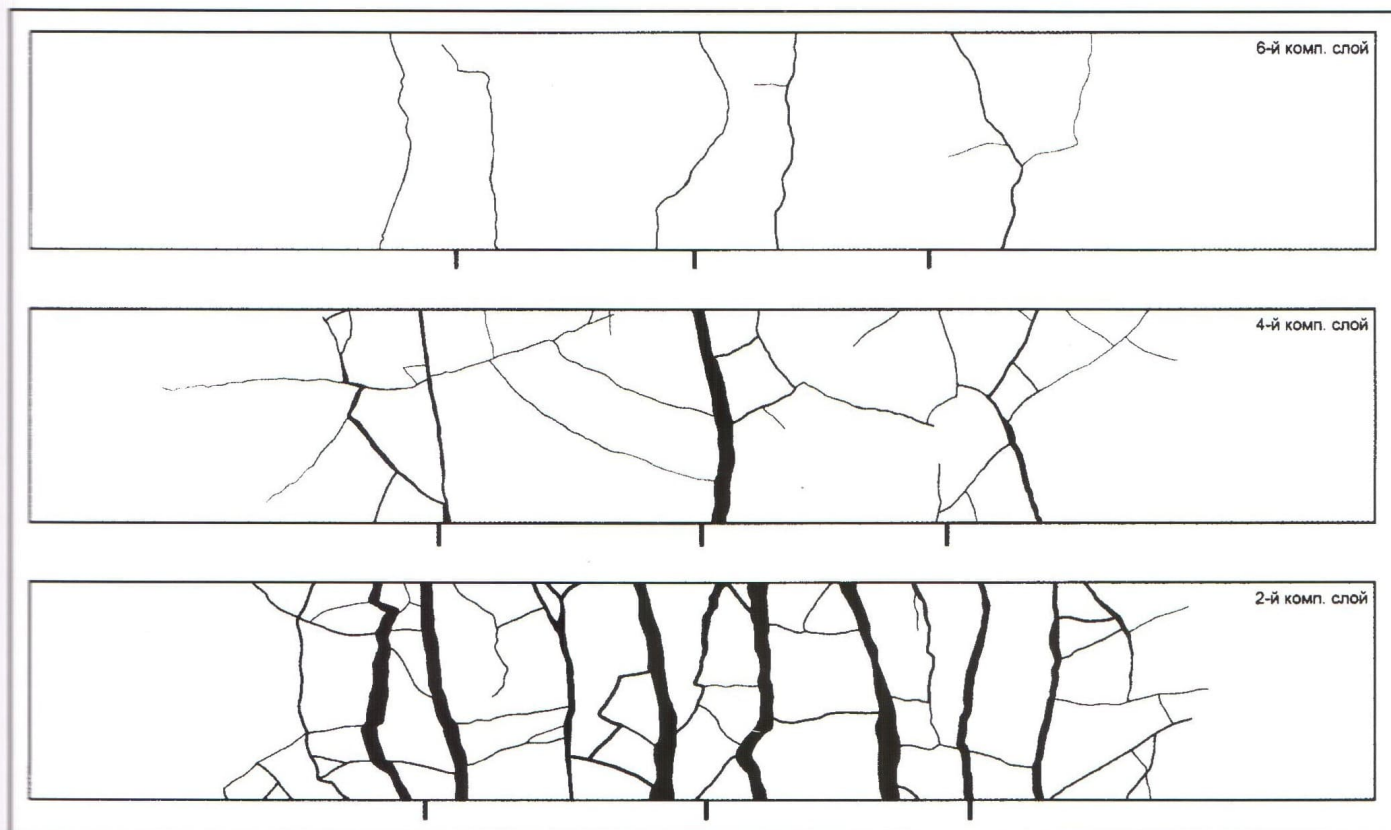


Рис.3. Пример выделения трещин, возникших в компетентных слоях седиментационной модели, построенной по профилю Т510 Восточно-Урьевской площади (штрихами обозначено расположение вершин воздымавшихся блоков)

Если скважина бурится в условиях, аналогичных наблюдаемым в тектоноседиментационной модели над центральным поднятием, то при прохождении продуктивных отложений в интервале глубин вблизи горизонта  $D_{18-19}$  может оказаться, что чисто нефтяная зона продуктивного пласта находится на большей глубине, чем уровень ВНК, окружающего это поднятие (см.рис.2б). Причем из-за того, что эта зона разуплотнена (трещиноватая), она окажется при прочих равных условиях наиболее высокопродуктивной.

Для изучения закономерностей распространения трещин в объеме осадочной модели (то есть как по ее глубине, так и по площади) после завершения экспериментов модели послойно разбирались и препарировались на компетентные слои, которые сохраняли образовавшиеся в них трещины (рис.3).

Анализ полученных данных показал, что происходит закономерное уменьшение количества и ширины трещин или их раскрытости по направлению снизу вверх (рис.3). Первыми образуются трещины, ориентированные параллельно по отношению к осям поднятий, они же имеют максимальную ширину. Затем формируются трещины, имеющие субперпендикулярную по отношению к первым ориентировку, которые соединяют между собой возникшие ранее трещины. В нижних компетентных слоях образуются сплошные зоны дробления над выросшими блоками, в верхних – разобщенные редкие трещины.

Изучение зависимости трещинной «пористости» от номера компетентного слоя или по направлению снизу вверх показало, что полученные кривые разбиваются на две группы. **Первая** группа – это небольшие по размерам поднятия, имеющие различную амплитуду. Для них характерно довольно быстрое уменьшение величины трещинной «пористости» по направлению снизу вверх от 10-17% в нижнем компетентном слое до 1-4% - в верхнем (рис.4а).

**Вторая** группа описывает зависимость трещинной «пористости», возникшей над крупным высокоамплитудным поднятием, от номера компетентного слоя. Эта зависимость резко отличается от ранее рассмотренных тем, что, несмотря на невысокую абсолютную величину трещинной «пористости», она слабо затухает по направлению снизу вверх от 7 до 4%



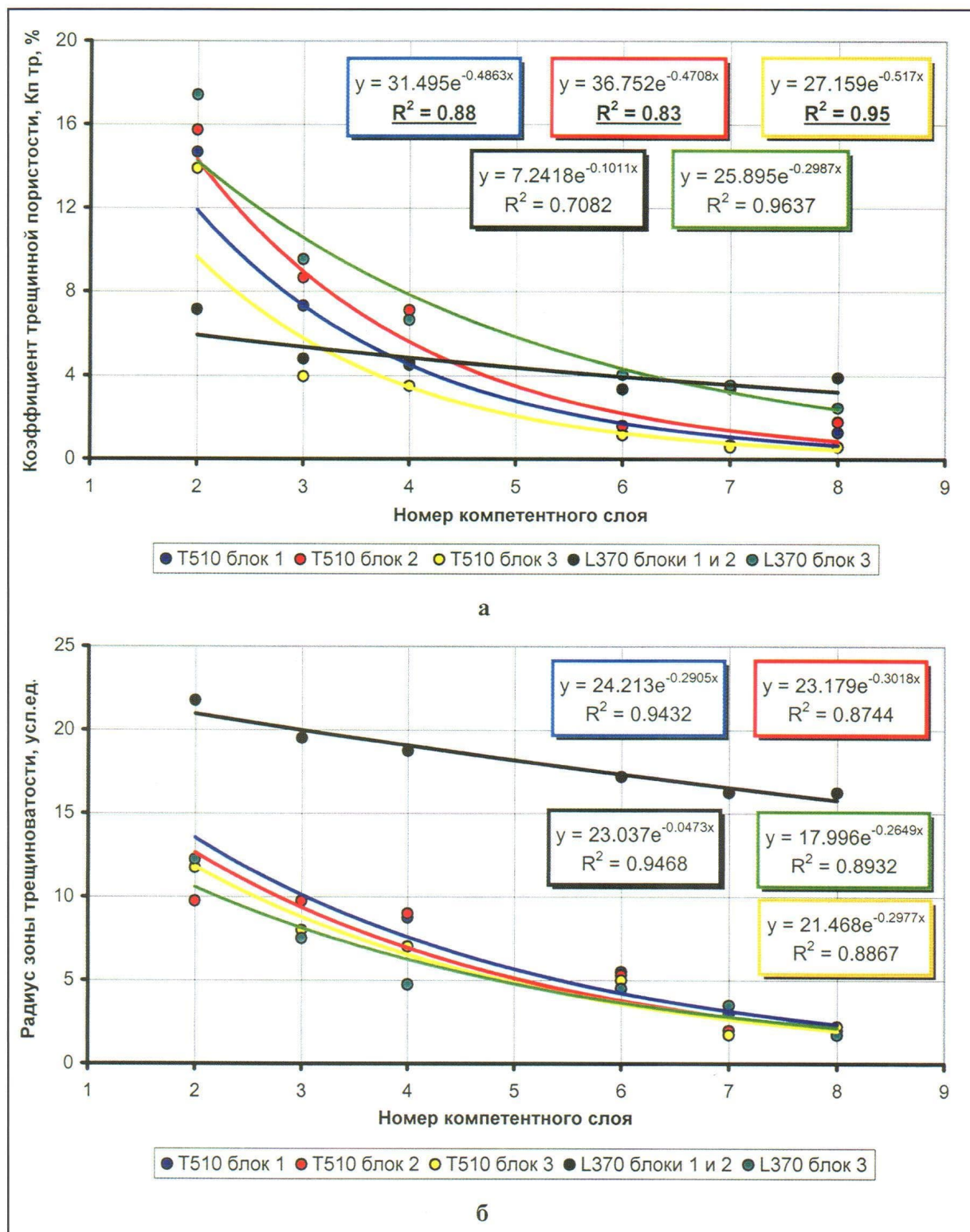


Рис.4. Зависимость величины трещинной пористости (а) и радиуса зоны трещиноватости (б) от номера компетентного слоя (расстояния до вершины воздымающегося блока), полученные на основе тектоноседиментационного моделирования формирования антиклинальных структур Восточно-Урьевской площади



ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

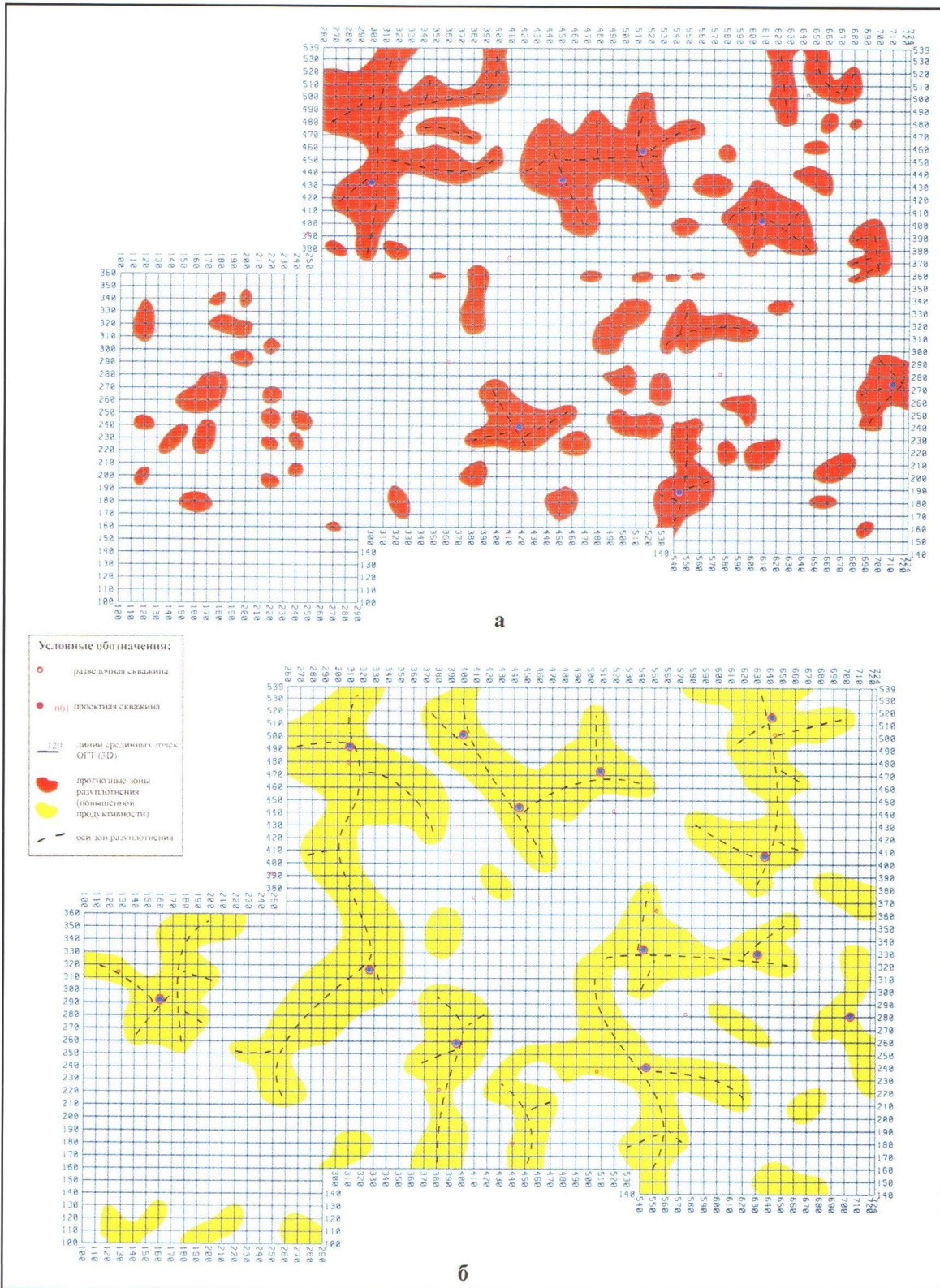


Рис.5. Структурно-прогностические схемы размещения зон повышенной продуктивности, выделенные по данным сейсморазведки и тектонофизического моделирования, в пластах  $AB_1^3$  (а) и  $BB_{10}$  (б) участка сейсморазведочных работ 3D Восточно-Урьевской площади



(см.рис.4а). Следовательно, если сформировавшаяся над мелкими поднятиями зона трещиноватости быстро исчезает по мере ее продвижения вверх, несмотря на высокую плотность трещин непосредственно над вершиной блока, то над крупным поднятием формируется равномерная трещинная зона, которая слабо затухает в направлении снизу вверх и даже может «выйти» на дневную поверхность.

Анализ зависимости радиуса зоны трещиноватости, возникающей над растущими антиклинальными блоками, от номера компетентного слоя или в направлении снизу вверх также показал, что существуют две группы кривых, отличающиеся друг от друга.

Первая кривая описывает поведение радиуса зоны трещиноватости, возникающей над небольшими блоками по направлению снизу вверх, а вторая - характеризует ту же зависимость, установленную для крупного поднятия (см.рис.4б).

Из полученных зависимостей следует, что над небольшими по размерам и амплитуде поднятиями формируются незначительные по площади зоны дробления, радиус которых быстро уменьшается по направлению снизу вверх. Напротив, над крупными блоками образуются зоны дробления, имеющие большой радиус, величина которого слабо уменьшается по направлению к дневной поверхности, а в определенных случаях даже может выходить на нее.

Полученные зависимости (с использованием данных сейсморазведки) позволили построить структурно-прогнозные схемы размещения зон повышенной природной трещиноватости для разновозрастных продуктивных отложений Восточно-Урьевской площади и разместить в их пределах проектные скважины (рис.5).

С целью проверки степени достоверности выделенных прогнозных трещиноватых участков построен ряд зависимостей и распределений. Так как в пределах рассматриваемой площади разбурены главным образом пласты  $AB_1^3$  и  $BB_6$ , то построены зависимости и распределения именно для этих пластов.

Интересно, что сопоставление величин среднемесячных дебитов нефти и эффективной нефтенасыщенной мощности пласта  $AB_1^3$  не позволило установить между этими параметрами значимой связи (рис.6а). Наоборот, между дебитом нефти, полученным из скважин, и их расстоянием до главных осей прогнозных зон трещиноватости выявлена хотя и слабая, но значимая связь с коэффициентом детерминации, равным 0.76 (рис.6б). То есть, можно предположить, что на дебит нефти, полученный из той или иной скважины,

пробуренной на пласт  $AB_1^3$ , гораздо большее влияние оказывает немногочисленная, но явно присутствующая в этом пласте тектоногенная трещиноватость. Из полученной зависимости следует, что при удалении добывающей скважины на расстояние около 350-400 м и более от главной оси прогнозной зоны природной трещиноватости их продуктивность резко уменьшается (см.рис.6б).

Анализ распределения величин дебитов нефти, полученных из скважин, расположенных как в пределах прогнозных трещиноватых зон, так и за их пределами, пробуренных на пласты  $AB_1^3$  и  $BB_6$ , позволил установить следующее. Если для пласта  $AB_1^3$  наблюдается лишь небольшое превышение величин дебитов нефти из скважин, пробуренных в прогнозных трещинных зонах по сравнению с таковыми, полученными из скважин, пробуренных вне этих зон, то для пласта  $BB_6$  эти различия однозначно указывают на значительное влияние природной трещиноватости на продуктивность добывающих скважин (рис.7).

Значительные различия в дебитах нефти, полученных из скважин, пробуренных на пласты  $AB_1^3$  и  $BB_6$  в пределах и вне прогнозных зон, объясняются установленным с помощью тектонофизического моделирования фактом – уменьшением плотности тектоногенных трещин по направлению снизу вверх. По этой причине для самых верхних пластов роль природной трещиноватости минимальна в сравнении с влиянием таковой на более древние отложения.

Представляется вполне логичным предположить, что система трещин в продуктивных пластах активно реагирует на внешние гидродинамические воздействия, такие, как гидроразрыв пласта (ГРП). Скорее всего, при ГРП в пласте «оживляются» трещины, возникшие вследствие тектонических движений. С целью проверки этого предположения сопоставлена степень эффективности проведения ГРП пластов  $AB_1^3$  и  $BB_{10}$  в пределах рассматриваемой площади.

Анализ полученных результатов ГРП на пласте  $AB_1^3$  показал, что в прогнозных зонах природной трещиноватости дебит скважин после проведения ГРП возрастает в 3-7 раз, а вне этих зон – в 2-4 раза.

Для пласта  $BB_{10}$  статистические данные по результатам проведения ГРП небольшие. Причем оказалось, что практически все ГРП сделаны в скважинах, расположенных в пределах прогнозных зон.



## ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

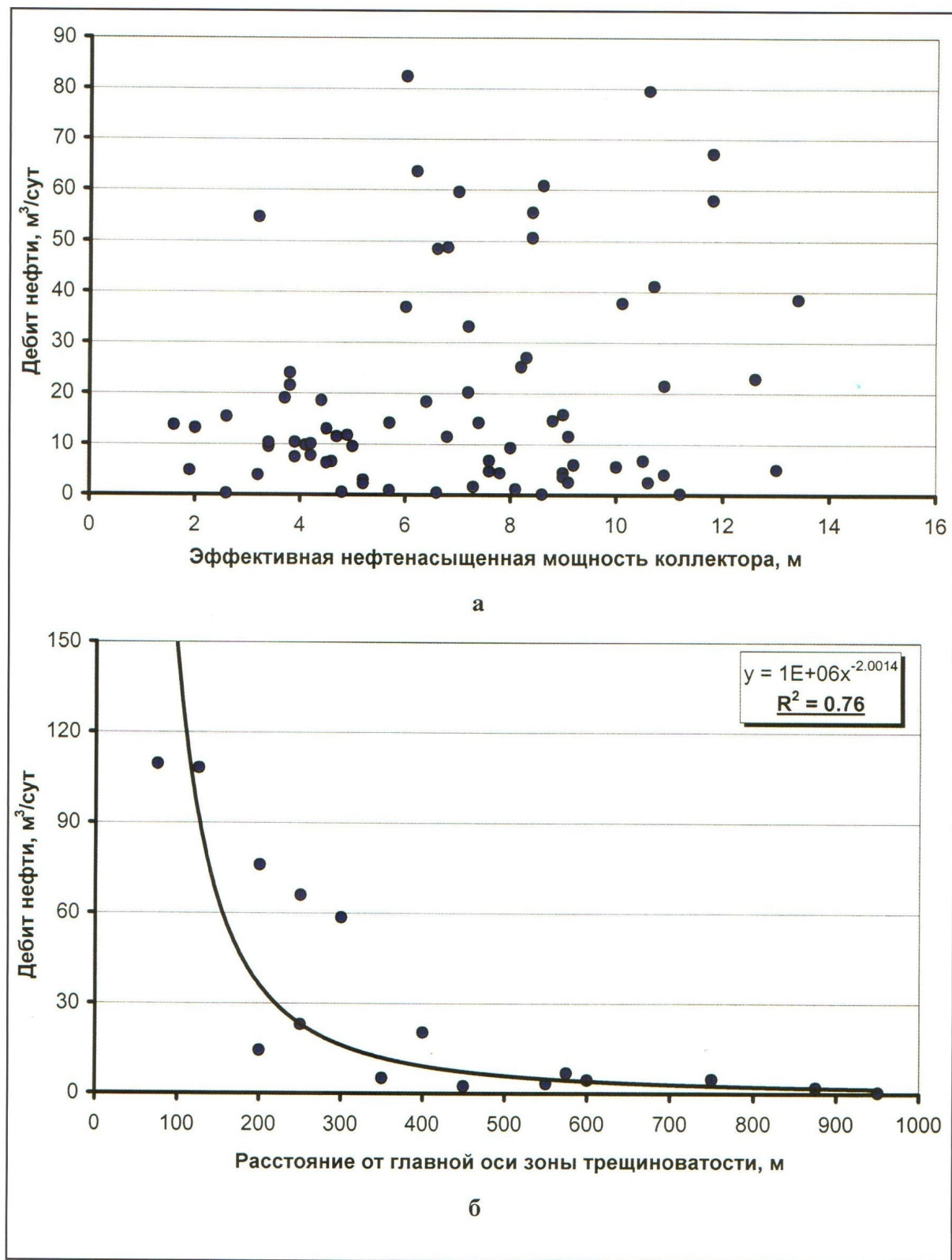


Рис.6. Графики зависимости дебита нефти от величины эффективной нефтенасыщенной мощности коллектора (а) и от расстояния до главной оси зоны трещиноватости (б) для пород продуктивного пласта АВ<sub>1</sub><sup>3</sup> Восточно-Урьевской площади



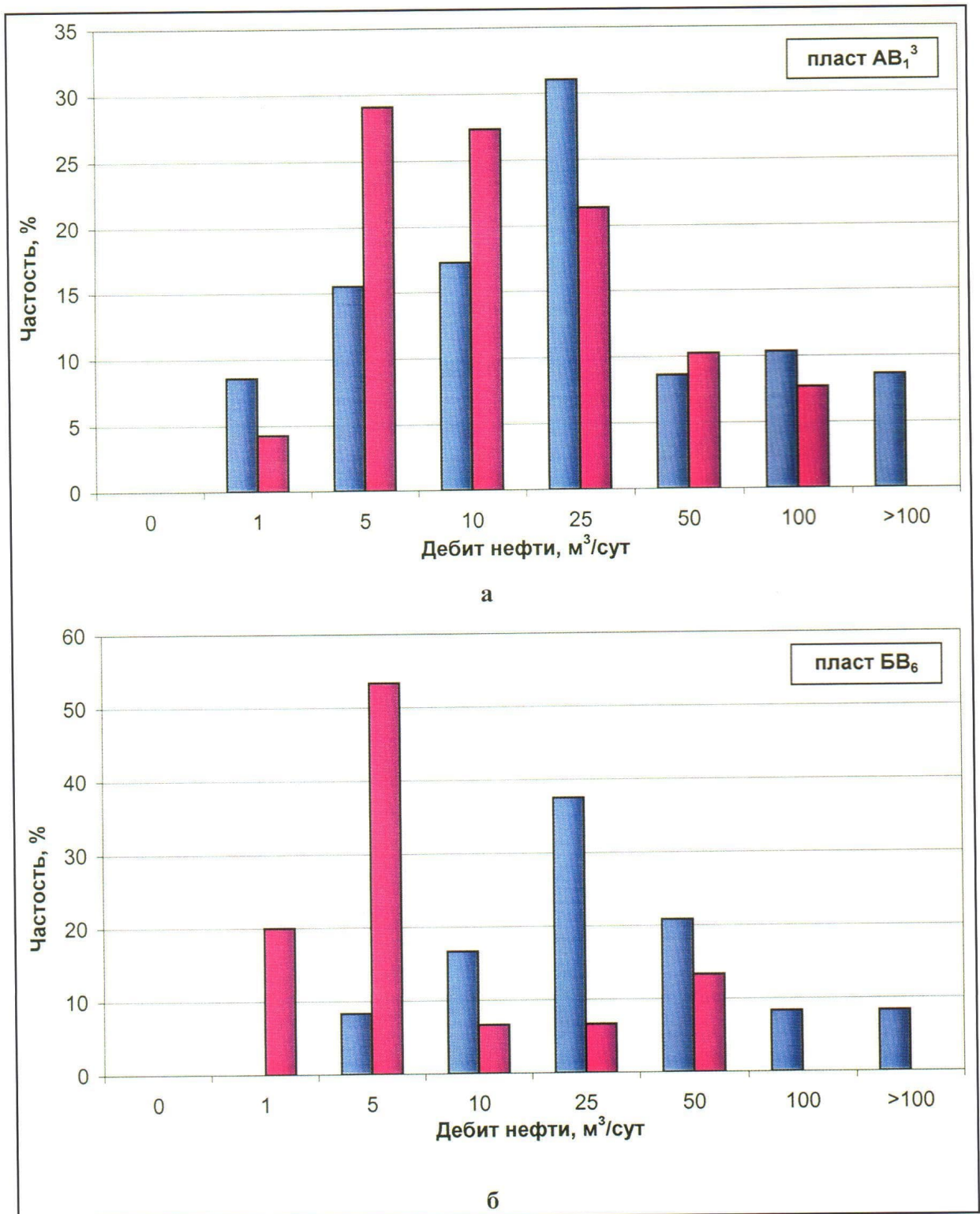


Рис.7. Распределение величин дебитов по скважинам, находящимся в прогнозной зоне развития коллекторов повышенной продуктивности (показано синим цветом) и вне зоны (показано красным цветом): а - пласт АВ<sub>1</sub><sup>3</sup>; б - пласт БВ<sub>6</sub> Восточно-Урьевской площади



## ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

После ГРП в пласте БВ<sub>10</sub> дебиты нефти возросли в 9-16 раз! Причем и абсолютные их значения заметно выше, чем из пласта АВ<sub>1</sub><sup>3</sup>. Действительно, если из пласта АВ<sub>1</sub><sup>3</sup> после ГРП получены дебиты нефти, составляющие в среднем около 5-14 м<sup>3</sup>/сут, то из пласта БВ<sub>10</sub> - 10-15 м<sup>3</sup>/сут и даже до 31 м<sup>3</sup>/сут.

Полученные данные также свидетельствуют о том, что природная трещиноватость оказывает заметно большее влияние при проведении ГРП на более глубоко залегающие продуктивные горизонты, что объясняется уменьшением плотности природных трещин по направлению снизу вверх.

Доказывает наличие в продуктивных пластах природной трещиноватости тот факт, что в соответствии с теоретическими расчетами прирост дебита нефти вследствие возникновения трещины гидроразрыва при используемых объемах закачиваемого в пласт пропанта может возрасти не более чем в 4, максимум в 6 раз [7]. На самом деле дебит нефти увеличивается в 10-15 раз! Только присутствие в пластах природной системы трещин может обеспечить столь высокую кратность прироста дебита нефти.

Таким образом, тектонофизическое моделирование, проведенное на основе результатов сейморазведочных работ, позволило выделить прогнозные участки повышенной природной трещиноватости в продуктивных разновозрастных отложениях Восточно-Урьевской площади и наметить места заложения проектных разведочно-эксплуатационных скважин. Наличие трещиноватости в продуктивных пластах подтверждено данными испытаний скважин, а также анализом эффективности проведения ГРП.

Полученные данные будут способствовать оптимизации существующей технологической схемы разработки разновозрастных отложений на рассматриваемом участке Урьевского месторождения, а также позволят обосновать выбор наиболее эффективных способов повышения нефтеотдачи продуктивных пластов с использованием, например, метода ГРП.

В заключение авторы выражают благодарность Заместителю начальника Главного управления по геологии и разработке ОАО «ЛУКОЙЛ» И.Э.Мандрику за советы и замечания, позволившие усилить доказательную базу использованных в статье промысловых данных, а также начальнику ЦГГМ ОАО «ЛУКОЙЛ» В.В.Гузееву за всестороннюю помощь и поддержку.

## Литература

1. Бондаренко П.М. Проблемы и перспективы моделирования конседиментационных структур // Экспериментальная тектоника в теоретической и прикладной геологии. - М.: Наука.- 1985.- С. 50-61.
2. Бондаренко П.М., Лучицкий И.В. Сдвиги и зоны скалывания в тектонических полях напряжений // Экспериментальная тектоника в теоретической и прикладной геологии.- М.: Наука.- 1985.- С. 159-182.
3. Гзовский М.В. Основы тектонофизики. - М.: Наука.- 1975.- 536 с.
4. Зубков М.Ю., Бондаренко П.М. Использование методов тектонофизического моделирования при структурно-прогнозом дешифрировании результатов сейморазведочных работ на месторождениях Ханты-Мансийского автономного округа // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО (Вторая научно-практическая конференция)./ Под ред. Шпильмана В.И., Волкова В.А.- Ханты-Мансийск.- 1999.- С. 269-280.
5. Зубков М.Ю., Бондаренко П.М. Прогноз зон вторичной трещиноватости на основе данных сейморазведки и тектонофизического моделирования // Геология нефти и газа.- 1999.- №11-12.- С. 31-40.
6. Копыстьянский Р.С. Трещиноватость горных пород и ее значение в нефтегазовой геологии. -Киев.- Наукова думка. -1978.- 216 с.
7. Некрасов В.И., Глебов А.В., Ширгазин Р.Г., Вахрушев В.В. Гидроразрыв пласта: внедрение и результаты, проблемы и решения.-Лангепас-Тюмень.-2001.-240 с.
8. Осокина Д.Н. Пластичные и упругие низкомолекулярные материалы для исследования напряжений в земной коре методом моделирования.- М.: Изд-во АН СССР.- 1963.- 196 с.
9. Трофимов А.С., Ибрагимов Л.Х., Ситников А.А. Ограничение водопритоков нефтяных скважин по каналам низкого фильтрационного сопротивления // Нефтепромысловое дело.- №6. -1996.- С. 13-18.
10. Фрохт М.М. Фотоупругость.- М.: Гостехиздат.- Т. 1.- 1948.- 432 с; Т. 2. -1950.- 488 с.
11. Currie J. B., et. al./ Development of folds in sedimentary strata. Bull.Geol. Soc. Amer., 1962, vol. 73# 6, p. 655-674.
12. Rettger R.E. Experiments of soft rock deformation/ Bull. Amer. Ass. Petrol. Geolog., 1935, Vol. 19 # 2, p. 271-292.