

Федеральное государственное бюджетное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Тюменский индустриальный университет»

На правах рукописи



Томилов Александр Александрович

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕКТОНИЧЕСКОГО ФАКТОРА  
НА ФОРМИРОВАНИЕ, ПОИСКИ И РАЗРАБОТКУ МЕСТОРОЖДЕНИЙ  
НЕФТИ И ГАЗА**

Специальность 25.00.12 – Геология, поиски и разведка  
нефтяных и газовых месторождений

Диссертация  
на соискание ученой степени  
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель  
доктор геолого-минералогических наук,  
профессор Попов Иван Павлович

Тюмень – 2017

**ОГЛАВЛЕНИЕ**

ВВЕДЕНИЕ .....	4
ГЛАВА 1. Современное состояние проблемы по изучению влияния разломно-блоковой тектоники на формирование и разработку залежей нефти и газа.....	8
1.1. Влияние тектонического фактора на формирование залежей нефти и газа .....	8
1.2. Роль тектонического фактора при обосновании поисково-разведочных работ.....	23
1.3. Оценка тектонических процессов на развитие коллекторов и их влияние на результаты испытания продуктивных пластов .....	25
1.4. Причины низкой достоверности подсчета запасов и эффективности их разработки .....	31
ГЛАВА 2. Обоснование фильтрационно-емкостной и гидродинамической модели залежей нефти и газа.....	34
2.1. Краткая характеристика геологического строения Федоровского месторождения .....	34
2.2. Характеристика фильтрационно-емкостных свойств коллекторов по лабораторным исследованиям керна .....	38
2.3. Оценка фильтрационно-емкостных свойств коллекторов по промысловым данным .....	41
2.4. Дифференциация коллекторов по показателям разработки.....	45
2.5. Обоснование универсальности фильтрационно-емкостной и гидродинамической модели залежи.....	56
ГЛАВА 3. Совершенствование методики поисково-разведочных работ на основе разломно-блоковой тектоники природных резервуаров.....	59
3.1. Краткая характеристика геологического строения Рогожниковского месторождения .....	62
3.2. Обоснование перспективных площадей по сейморазведочным работам .....	73
3.3. Обоснование перспективных объектов по комплексу ГИС.....	89

ГЛАВА 4. Совершенствование разработки залежей нефти и газа на основе разломно-блоковой тектоники природных резервуаров.....	98
4.1. Характеристика гидродинамической связи многопластовых месторождений	98
4.2. Проектирование показателей разработки на основе ФЕС модели нефтяных залежей.....	108
4.3. Проектирование показателей разработки на основе ФЕС модели газовых залежей.....	110
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	123
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	125

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность темы исследования.** Возрастающее несоответствие между реальным сложным геологическим строением разрабатываемых месторождений и традиционными представлениями о структуре залежей, пространственном распределении фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и характере насыщения пород значительно снижает эффективность поисково-разведочных работ, достоверность оценки запасов, обоснование технологических показателей разработки, приводит к росту непроизводительных затрат, увеличению объемов трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), низким коэффициентам нефте- и газоотдачи. Это объясняется тем, что в нефтегазовой геологии и разработке месторождений недостаточно учитывается влияние разломно-блоковой тектоники на формирование залежей, их поиски и разработку. Многие исследователи разделяют это мнение, но в оценке её воздействия на процессы, протекающие в продуктивных толщах остается много нерешенных вопросов.

**Степень ее разработанности.** Многие ученые В. П. Гаврилов, А. Н. Дмитриевский, И. М. Шахновский, Р. М. Бембель, Н. П. Запивалов, Б. А. Соколов, Р. Х. Муслимов и др. признают, что разломно-блоковая тектоника способствует разуплотнению пород, развитию зон деструкции, формированию узлов нефтегазонакопления, вертикальной миграции флюидов и это подтверждается термобарическими и геохимическими аномалиями. Однако, проблема учета её проявлений в практике нефтегазовой геологии и разработке месторождений изучена недостаточно.

**Цель исследования.** Обоснование геологической модели залежей, совершенствование методики поисково-разведочных работ и разработки месторождений нефти и газа с учетом тектонического фактора.

### **Задачи исследования:**

1. Определить роль разломно-блоковой тектоники в формировании залежей углеводородов (УВ);
2. Исследовать влияние тектонического фактора на ФЕС коллекторов;



3. Выявить причины формирования ТриЗ;
4. Обосновать фильтрационно-емкостную и гидродинамическую модель залежей УВ;
5. Усовершенствовать методику поисково-разведочных работ;
6. Создать флюидодинамическую концепцию разработки месторождений УВ.

**Научная новизна:**

1. Установлено, что в продуктивных пластах, независимо от литологии, УВ содержатся в трещинах и капиллярных каналах, соизмеримых с порами, имеющими тектоническое происхождение. Наличие обменных процессов между двумя средами обуславливает развитие трещинных, порово-трещинных, трещинно-поровых и поровых коллекторов.

2. Превалирующее распространение вертикальной трещиноватости объединяет многопластовые месторождения в единую гидродинамическую систему, а создание значительных депрессий или внедрение заводнения нарушает обменные процессы между средами, приводит к первоочередной выработке (в том числе межпластовым перетокам), обводнению трещинной емкости и формированию ТриЗ в поровых коллекторах.

3. Учет тектонического фактора расширяет перспективы поисков месторождений нефти и газа и объясняет механизм формирования неструктурных залежей.

4. Впервые предложены новые технологии, обеспечивающие одновременную выработку трещинной и поровой емкостей, достижение максимальных коэффициентов нефте–газо– и конденсатоотдачи, уменьшения объемов ТриЗ и непроизводительных затрат.

**Теоретическая и практическая значимость работы.** Выявлена определяющая роль разломно-блоковой тектоники в формировании залежей нефти и газа, их поисках и разработке, что расширяет перспективы открытия месторождений в пределах всей земной коры, а не только в её осадочном чехле и будет способствовать продлению “нефтяной и газовой эры” в экономике страны.

**Методология и методы исследования.** Комплексирование данных сейсморазведки, геолого-промыслового моделирования, геофизических данных и анализа разработки месторождений.

**Защищаемые положения:**

1. Методика дифференциации продуктивных отложений по ФЕС, подтверждающая универсальность фильтрационно-емкостной и гидродинамической модели залежей, причины формирования ТриЗ, необходимость её использования в нефтегазовой геологии и разработке месторождений нефти и газа.

2. Разломно-блоковая тектоника обуславливает развитие зон деструкции, вертикальную миграцию УВ, формирование залежей в различных по литологии породах. Совершенствование методики поисково-разведочных работ путем применения современных типов инверсии сейсмических данных (3D) в комплексе с дистанционными методами позволяет выявлять пропущенные, а также наиболее перспективные участки для поисков и разработки залежей нефти и газа.

3. Обоснование флюидодинамической концепции разработки месторождений способствует эффективному использованию пластовой энергии, достижению более высоких коэффициентов нефте–газо– и конденсатоотдачи, снижению объемов ТриЗ.

**Степень достоверности результатов исследования.** Обоснованная фильтрационно-емкостная и гидродинамическая модель месторождений подтверждается промысловыми данными (по зависимостям геолого-промысловых параметров от показателя скин-эффекта и скин-эффекта от депрессии), показателями разработки (текущие и накопленные отборы нефти, закачки воды, обводненности), по трассерным и геохимическим исследованиям, а также данным сейсморазведки и лабораторным исследованиям керна.

**Апробация результатов.** Основные результаты работы докладывались и обсуждались на конференциях различного уровня:

– Конкурсе студенческих научных работ, посвященного памяти профессора В. И. Муравленко, г. Тюмень, 2011.

– Студенческой академии наук, ТюмГНГУ, г. Тюмень, 2011-2013 гг.

– Региональной научно-практической конференции “Новые технологии топливно-энергетического комплекса - 2012”, г. Сургут, 2012 г.

– VI Международной научно-практической конференции “Тенденции и перспективы развития современного научного знания”, г. Москва, 2013 г.

– Научно-практической конференции с международным участием “Науки о Земле: современное состояние и приоритеты развития”, ОАЭ, г. Дубай, 2013 г.

– II научно-практической конференции с международным участием “Науки о Земле: современное состояние и приоритеты развития”, ОАЭ, г. Дубай, 2014 г.

**Благодарности.** Автор выражает глубокую благодарность своему научному руководителю д. г. - м. н., профессору И. П. Попову. Автор искренне признателен за научные консультации, советы, критические замечания д. г. - м. н., профессору С. Р. Бембелю, начальнику научно-исследовательского комплекса по управлению выработкой запасов углеводородов к. г. - м. н. В. С. Котову, заместителю директора по нефтеотдаче Р. В. Авершину и директору ТО “СургутНИПИнефть” А. П. Кондакову, а также М. В. Журбе за оперативную помощь в подборе научной литературы по проблеме диссертации.

# ГЛАВА 1. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ ПО ИЗУЧЕНИЮ ВЛИЯНИЯ РАЗЛОМНО-БЛОКОВОЙ ТЕКТониКИ НА ФОРМИРОВАНИЕ И РАЗРАБОТКУ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

## 1.1. Влияние тектонического фактора на формирование залежей нефти и газа

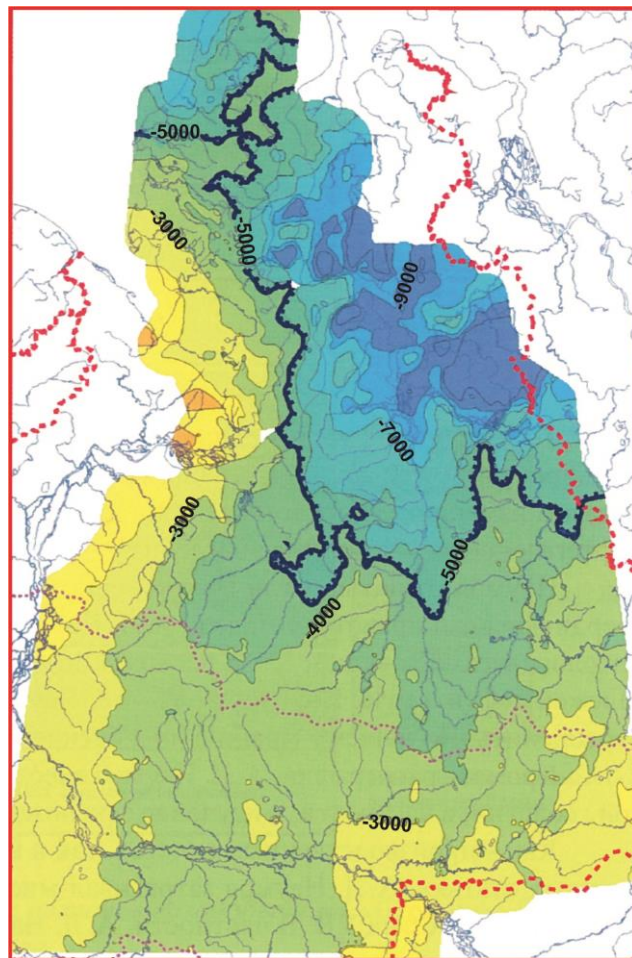
Более полувека в основе геологического строения Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП) рассматривается антиклинальная модель строения месторождений и осадочно-миграционная теория нефтегазообразования. Согласно данным представлениям, углеводороды (УВ) аккумулируются в пликативно дислоцированных пологих поднятиях, унаследованных развитием внутренних структур фундамента, в пористых пластах, перекрываемых непроницаемыми слоями пород, путем вторичной миграции из нефтематеринских пород частиц микронепти, сгенерированных в условиях определенных температур и глубин из рассеянного органического вещества (РОВ) [26].

Однако на современном этапе развития нефтегазовой геологии данная теория ограничивает понимание многих явлений в промысловой практике [123], а именно:

- многопластовый характер месторождений;
- расхождения в положении ВНК достигающие до 15 метров на расстоянии в 2-4 км, а также в соседних скважинах;
- сходство физико-химических свойств нефтей в различных пластах и одновременно различие их в разных блоках в пределах одного пласта;
- отмечаемые в керне и шлифах трещиноватость, катаклаз и "зеркала" скольжения;
- геотермические, гидрохимические и газовые аномалии на нефтегазоносных структурах;
- разные показания дебитов и обводенности в эксплуатационных скважинах по площади и во времени.

Одной из особенностей геологического строения Западно-Сибирского бассейна является распределение фазового состава УВ таким образом, что южная по-

ловина является преимущественно нефтеносной, а северная - газоносной, содержащей уникальные по запасам нефтегазовые, газоконденсатные и чисто газовые залежи. Такое распределение, согласно модели РОВ (рассеянного органического вещества), связывали с различиями в условиях накопления осадков на севере и юге бассейна, а наличие сеноманского газа объяснялось образованием его из гумусовой органики субконтинентальных сеноманских отложений. Но ввиду действия на северную часть Западно-Сибирского бассейна активной фазы неотектонического раскрытия Евразийского Полярного бассейна, и его отсутствию на Южной половине бассейна [122], на такое распределение мог оказать влияние тектонический (структурный) фактор, что наглядно иллюстрирует структура кровли фундамента с уменьшением значения изогипс к северу ЯНАО (рисунок 1.1).

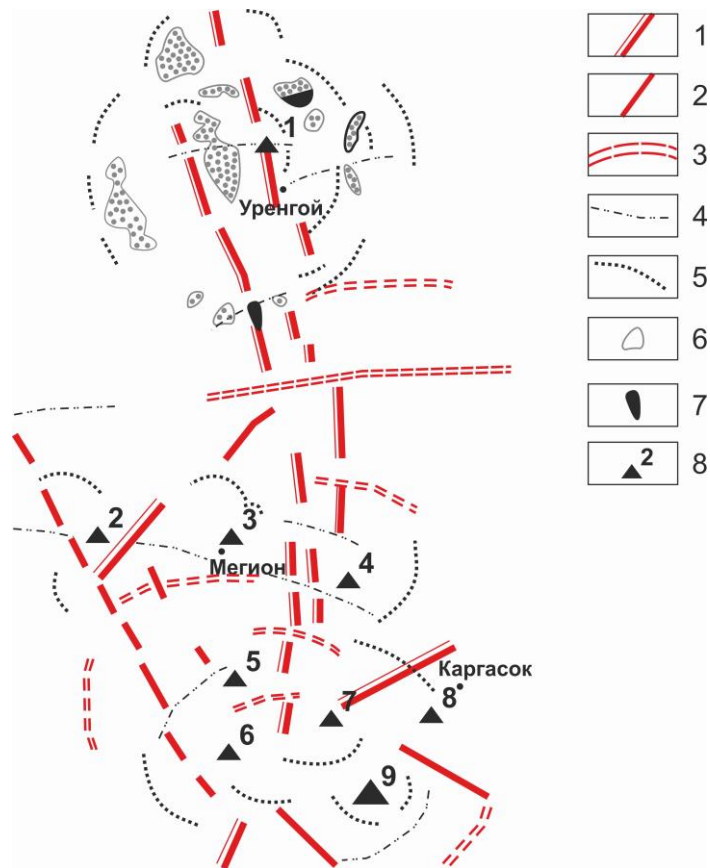


**Рисунок 1.1 – Структурная карта по кровле акустического фундамента ЯНАО**

(по А. А. Нежданову и др., 2009)

Линией со штрихами показана изогипса –5000 м

Главным образом скопления углеводородов контролируются кольцевыми зональными геомагнитными структурами [42] (рисунок 1.2).



**Рисунок 1.2 – Глубинные геомагнитные структуры, контролирующие локализацию углеводородов в Западно-Сибирском осадочном бассейне (по Г. Г. Номоконовой и др., 2007)**

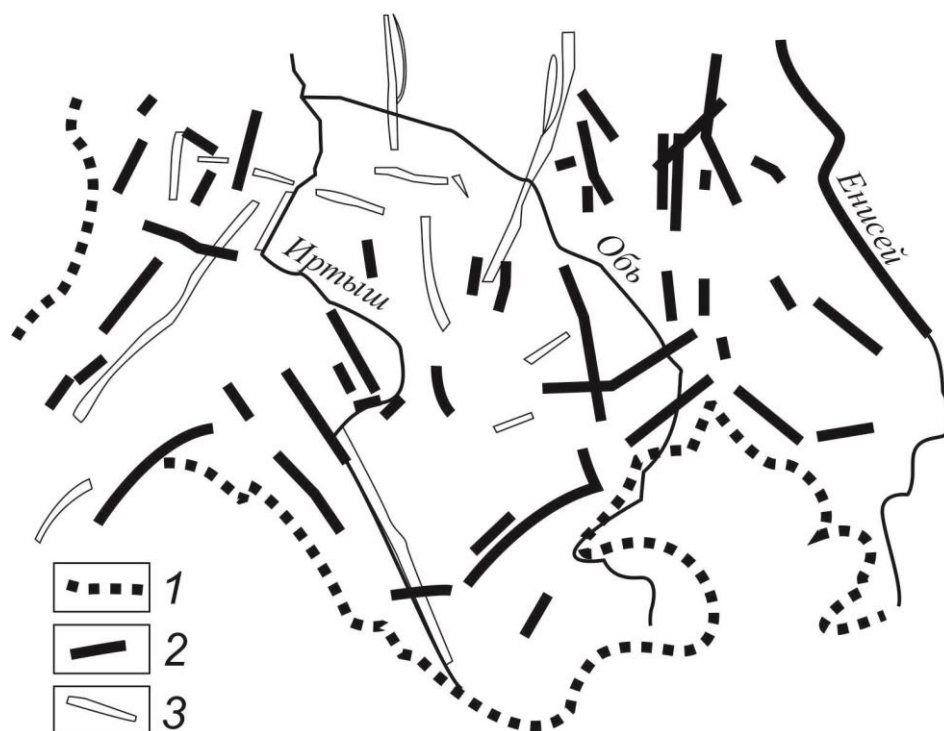
1-4 – оси аномалий магнитного пол, интерпретируемые как глубинные разрывные нарушения: континентальные рифты (1); другие субмеридиальные нарушения (2); разграничивающие (3) и секущие (4) геомагнитные обстановки; 5 – оси положительных магнитных аномалий - элементы кольцевых структур; 6-7 месторождения газа (6) и нефти (7); 8 – нефтегазовые объекты – кольцевые геомагнитные структуры: 1 – Надым-Пурская НГО; 2-9 – нефтегазоносные районы: Сургутский (2); Нижневартовский (3); Александровский (4); Каймысовский (5); Нюрольский (6); Средневазюганский (7); Сильгинский (8); Пудинский (9).

Северная мегаструктура в центральной части содержит Уренгойское газовое месторождение, внешнюю зону образуют элементы геомагнитных структур других газовых месторождений. Южная мегаструктура контролирует такие нефтегазоносные районы, как Сургутский; Нижневартовский и др., локализованные на пересечении Колтогорско-Уренгойского и Усть-Тымского рифтов [98]. Кроме структурных особенностей Западно-Сибирская НГП характеризуется повсемест-

ным распространением тектонических разломов, что подтверждается результатами дистанционных методов, аэромагнитной съемки [85, 98,128]. При этом выделяются наиболее ярко выраженные положительные аномалии – протяженные глубинные разломы (рифтовые зоны) а также:

- «разграничивающие» разрывные нарушения - границы блоков фундамента, существенно отличающейся от фонового значения геомагнитной обстановкой;
- «секущие» разрывные нарушения, выделяющиеся узкими отрицательными магнитными аномалиями, которые прослеживаются при пересечении положительных аномалий первого типа, что говорит об их наложенном характере по отношению к рифтовой системе;
- оси положительных магнитных аномалий, являющиеся элементами кольцевых геомагнитных структур.

Важно отметить, что разломы имеют различное вертикальное распространение, а так же выделяются в осадочном чехле (рисунок 1.3).



**Рисунок 1.3 – Карта разрывных нарушений различного возраста и глубины заложения Западно-Сибирской плиты (с упрощениями)**  
(по Е. В. Герману и А. Н. Ласточкину, 2000)

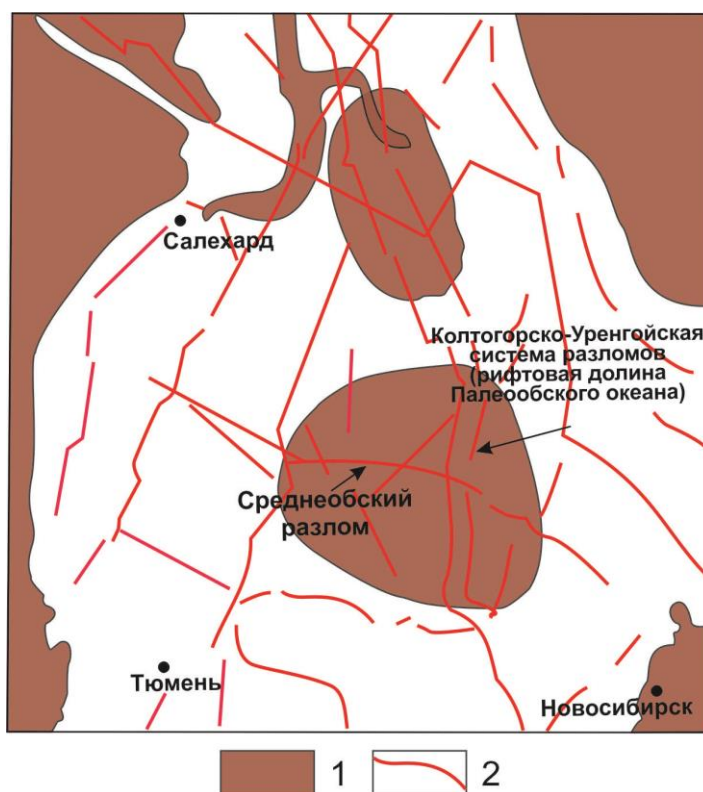
1 – границы бассейна; 2 – разломы фундамента, проникающие в осадочный чехол и затухающие в различных его горизонтах; 3 – разрывные нарушения, секущие всю толщу осадочного чехла



Выделяют разломы [75]:

- а) захватывающие кровлю фундамента и нижнюю часть осадков ниже-среднеюрского возраста;
- б) затрагивающие подошву верхнеюрских отложений (марьяновскую свиту);
- в) захватывающие нижнюю часть нижеаптских отложений (покурскую свиту), но затухающие вверх по разрезу еще до отложений плиоценового возраста.

Наиболее благоприятные условия для образования аномально высоких концентраций нефти и газа, по данным В. П. Гаврилова и других исследователей [1, 5, 6, 10, 34], в узлах пересечения крупных разломов земной коры (рисунок 1.4).



**Рисунок 1.4 – Принципиальная схема региональных разломов Западной Сибири**

(по В. П. Гаврилову, 2007)

1 – узлы нефтегазонакопления; 2 – разломы

Так положение крупнейшего по запасам Среднеобского полюса нефтегазонакопления совпадает с пересечением субмеридиональной Колтогорско-Уренгойской (являющаяся осью Палеообского океана) системой разломов и субширотным Среднеобским разломом.



Во многих районах Широкого Приобья выделены гидродинамические, гидрохимические, геохимические и другие аномалии, тяготеющие к разломам земной коры [3, 12, 130].

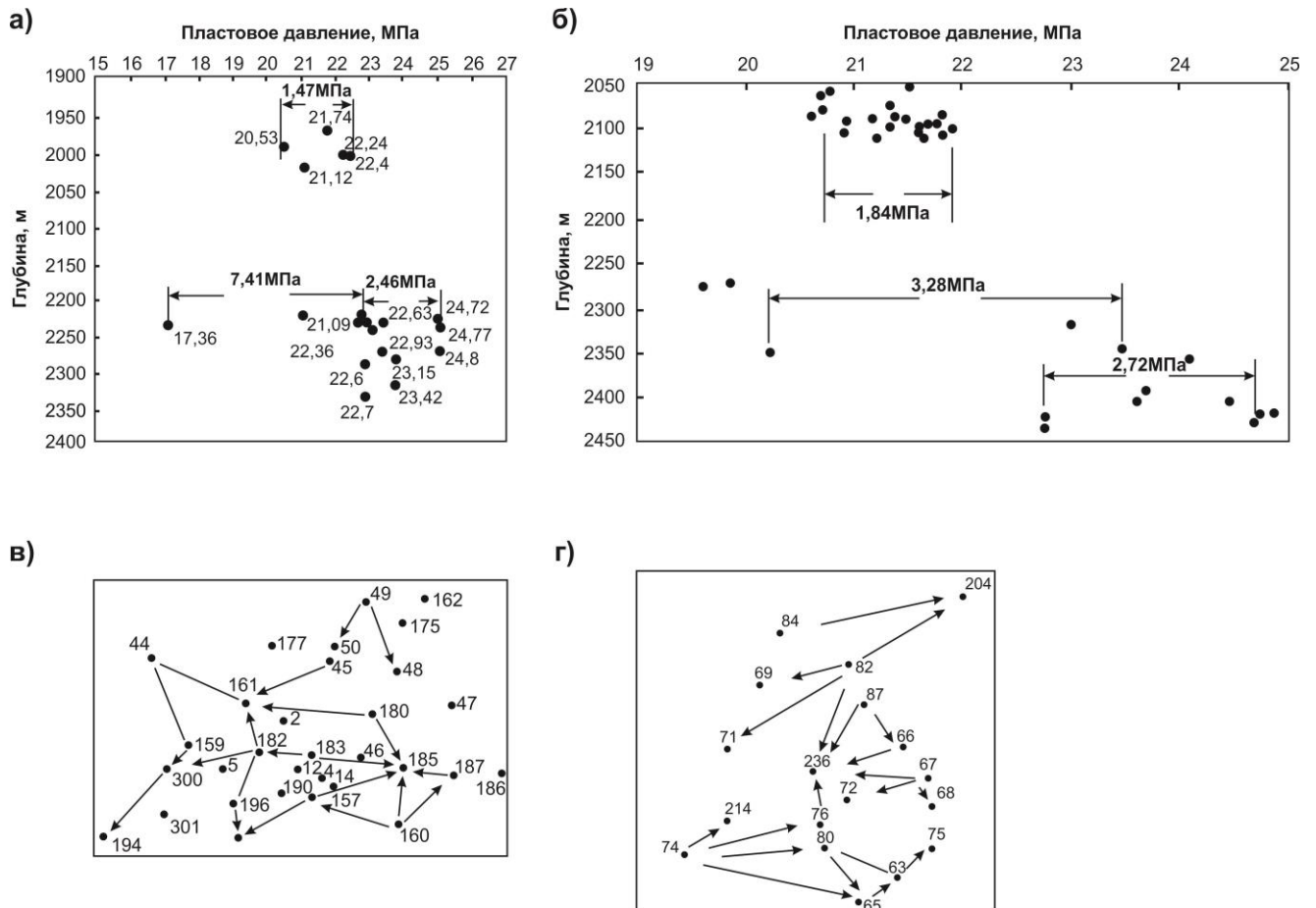
Множество фактов свидетельствуют о вертикальной миграции УВ по проводящим тектоническим разломам. Содержание в осадочном чехле продуктов распада радиоактивных элементов, например: гелия, аргона, радона, а также ртути на Медвежьем месторождении [15], увеличение минерализации подземных вод с глубиной северо-западного борта Западно-Сибирской низменности (Н. М. Кругликов, 1964). А также повышенная газонасыщенность пород над залежами (В. А. Соколов, 1956; Б. П. Ясенев, 1959), битуминозность (С. Г. Неручев, 1962), аномальные концентрации свободного подвижного гелия (И. Н. Яницкий) на Бованенковском месторождении [15], уменьшение метанизации нефтей [153], минерализации и доли гидрокарбонатов подземных вод [28] вверх по разрезу.

В меловых отложениях Красноленинского свода вертикальная миграция тяжелых нефтяных углеводородов прослеживается до ханты-мансийской свиты включительно. Отмечается уменьшение их концентрации от юрских отложений до меловых на расстояние почти 1000м для алкилбензолов и 800-900 м для нафталинов [67]. На Тямкинском и Усть-Тегусском месторождениях по данным детальной геохимической съемки выявлено, что причиной возникновения аномальной зависимости концентраций аренов от дебитов скважин является снижение проницаемости перекрывающих залежь отложений, что обусловило повышение интенсивности субвертикальной миграции УВ. Эти участки оконтуривают зону высоких дебитов нефти, тем самым объясняется более явная взаимосвязь концентраций аренов с дебитами нефти, чем с эффективными нефтенасыщенными толщами [79].

По палинологическим исследованиям многих нефтегазоносных бассейнов (Западно-Сибирского, Предкавказского, Волго-Уральского, Тимано-Печорского, Мангышлака и других), в вышележащих горизонтах выявлены споро-пыльцевые комплексы более древних отложений [143, 144, 146]. Например, наличие в нефтях баженовской свиты Салымского месторождения микрофоссилий, состоящих из

спор и пылицы юрского и палеозойского комплексов, послужило доказательством вертикальной миграции нефтяных флюидов из доюрских отложений [148]. Также микрофлора древне- и раннепалеозойского возраста встречена в юрском продуктивном комплексе многих месторождений: Ем-Еговское, Даниловское, Лукашкин Яр, Пахромское, Яхлинское, Упинское и т.д. [145].

На границе фундамент-осадочный чехол на Фестивальном, Урманском и других месторождений Западной Сибири наличие аномально высоких пластовых давлений (АВПД) указывает на связь залежей с фундаментом. Например, в меловых отложениях Западно-Сургутского месторождения перепады пластовых давлений меняются от 1,47 до 7,41 МПа (рисунок 1.5а), на Усть-Балыкском от 1,84 до 3,28 МПа (рисунок 1.5б) [47].



**Рисунок 1.5 – а, б - перепад давлений в горизонтальной плоскости ( $K_1$ ), в, г - направление горизонтальных градиентов приведенных давлений подземных вод нижнемеловых отложений (плоскость сравнения – 2400 м) по Западно-Сургутскому (а, в) и Усть-Балыкскому (б, г) месторождениям (по В. И. Дюнину, 2000)**

Что свидетельствует о наличии горизонтальных градиентов приведенных давлений за счет вертикальной миграции УВ. На рисунке 1.5в,г показано, что горизонтальные градиенты разнонаправлены, это обусловлено пластово-блоковым строением структур и тем самым подтверждает наличие вертикальных и субвертикальных слабопроницаемых или непроницаемых границ по напластованию нижнемеловых отложений [47].

Гидрохимические и другие аномалии, установленные в Западной Сибири, четко коррелируются с тепловыми [78, 121, 124], которые также приурочены к активным разломам. Аномалии геотемпературного поля по данным А. Р. Курчикова могут существовать только в узких полосах вдоль разлома вследствие растекания нагретых подземных вод по проницаемым горизонтам.

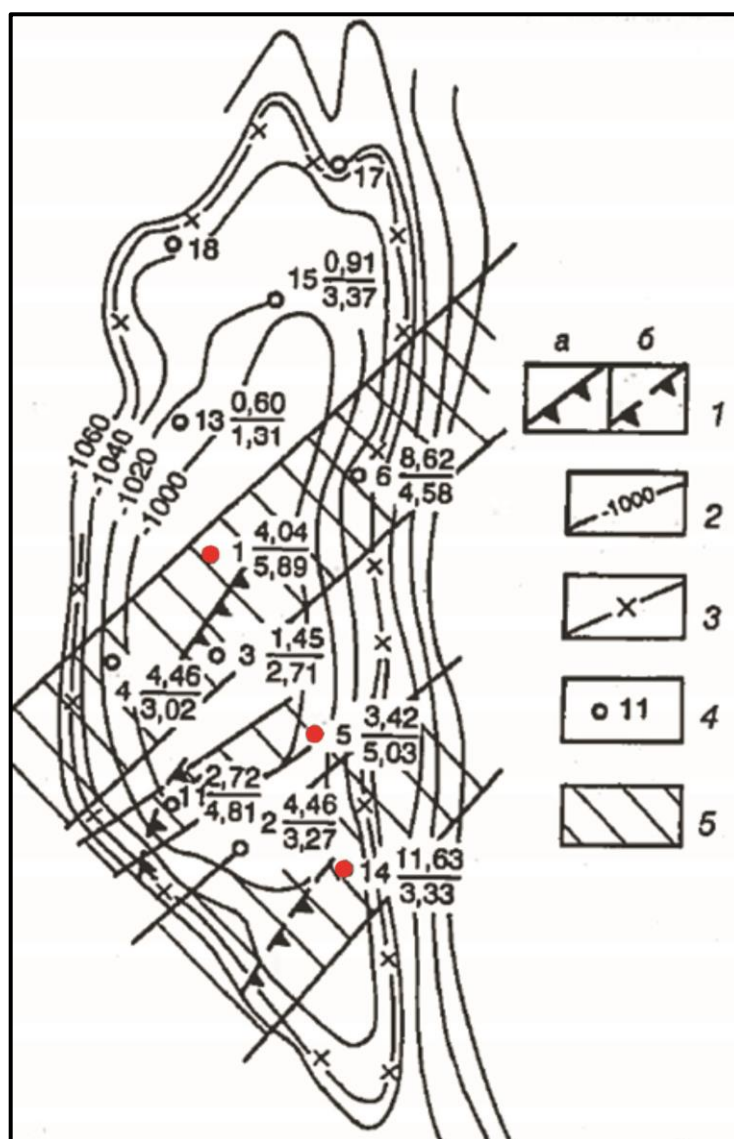
Тепловые аномалии выражены в виде узкой вертикальной полосы, примыкающей к разлому, и, несомненно, формируются за счет вертикальной фильтрации горячих флюидов, а не от литологии вмещающих пород [47].

Превалирующее развитие вертикальной трещиноватости обуславливает многопластовость месторождений, непредсказуемую перемежаемость в вертикальном разрезе нефтяных и газовых залежей, наличие тектонически экранированных залежей и высокий этаж нефтегазоносности за счет вертикальной миграции УВ.

Следует подчеркнуть, что, по данным Н. В. Умперовича и других [69, 74], локальные структуры Западной Сибири раздроблены многочисленными сбросами, которые определяют мелкоблоковое строение многих структур, а преимущественное развитие имеют сбросы, связанные с растяжением земной коры. Некоторые из нарушений охватывают весь осадочный чехол и проявляются в современном рельефе.

По-видимому, вертикальная фильтрация флюидов в широких масштабах охватывает разрез осадочного чехла Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. При этом миграция, видимо, происходила (происходит) в виде бесчисленного множества самостоятельных потоков, движущихся по ослабленным зонам.

В совокупности все эти примеры аргументируют закономерности, выявленные в результате освоения апт-сеноманских отложений верхней части осадочного чехла месторождений Западной Сибири. Так в ходе испытаний скважин Западно-Таркосалинского месторождения в Пур-Тазовской НГО выяснилось, что участки повышенной продуктивности в сеноманских отложениях по данным МОГТ полностью совпадают с разломами, которые затухают в неокомских горизонтах (рисунок 1.7).



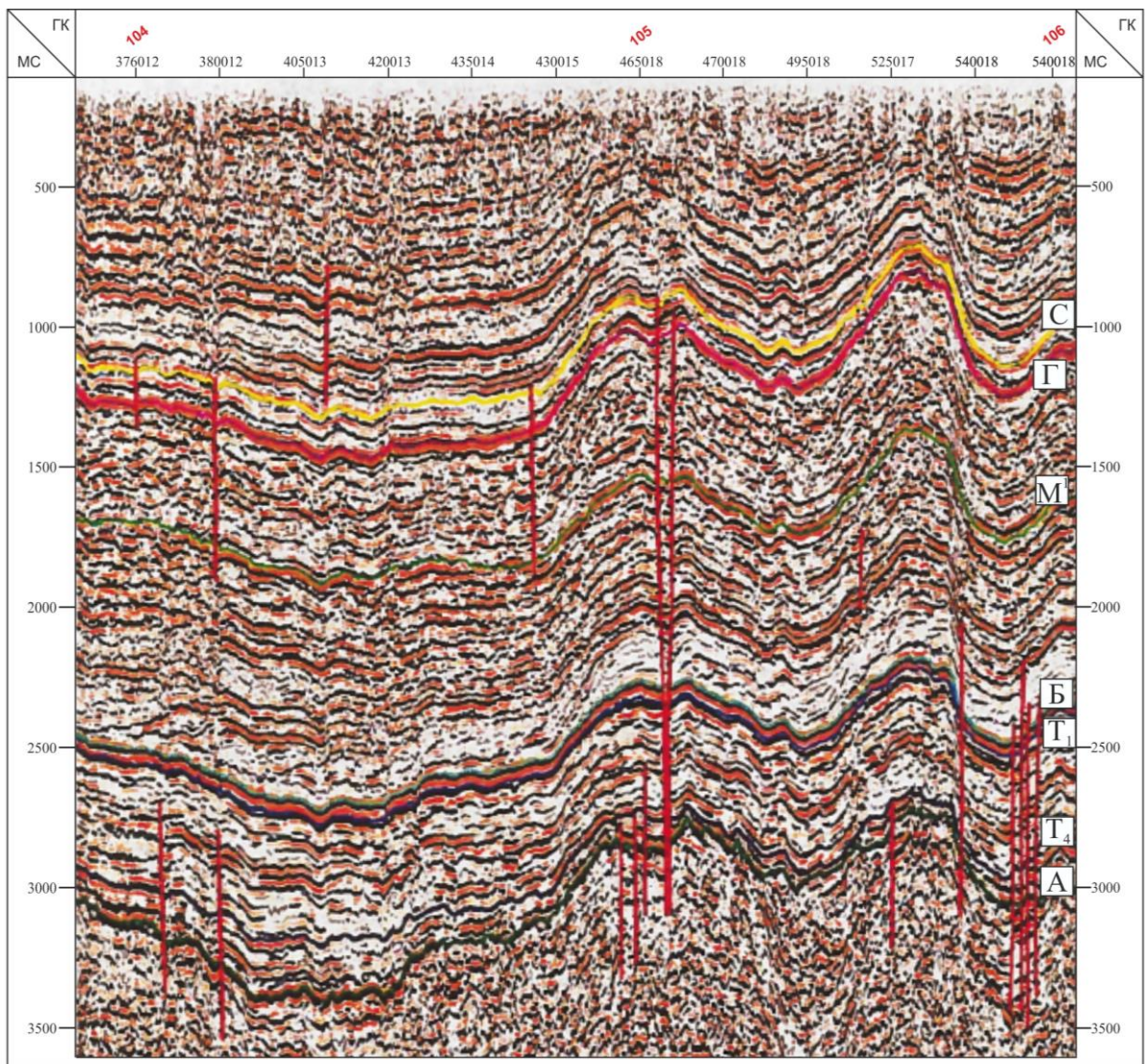
**Рисунок 1.7 – Изменение удельной продуктивности и дебита газовых скважин сеноманской залежи Западно-Таркосалинского месторождения (по С. Н. Беспаловой и О. В. Бакуеву, 1995)**

1 – разрывные нарушения: а - в сеномане, выявленные по МОГТ, б - в юре;  
 2 – изогипсы кровли пласта; 3 - ГVK залежи; 4 – скважина: числитель - удельная продуктивность  $\eta_{уд}$ , тыс.  $\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа} \cdot \text{м})$ , знаменатель - абсолютно свободный дебит  $Q_{a.c.}$ , млн  $\text{м}^3/\text{сут}$ ; 5– зона повышенных значений  $\eta_{уд}$  и  $Q_{a.c.}$



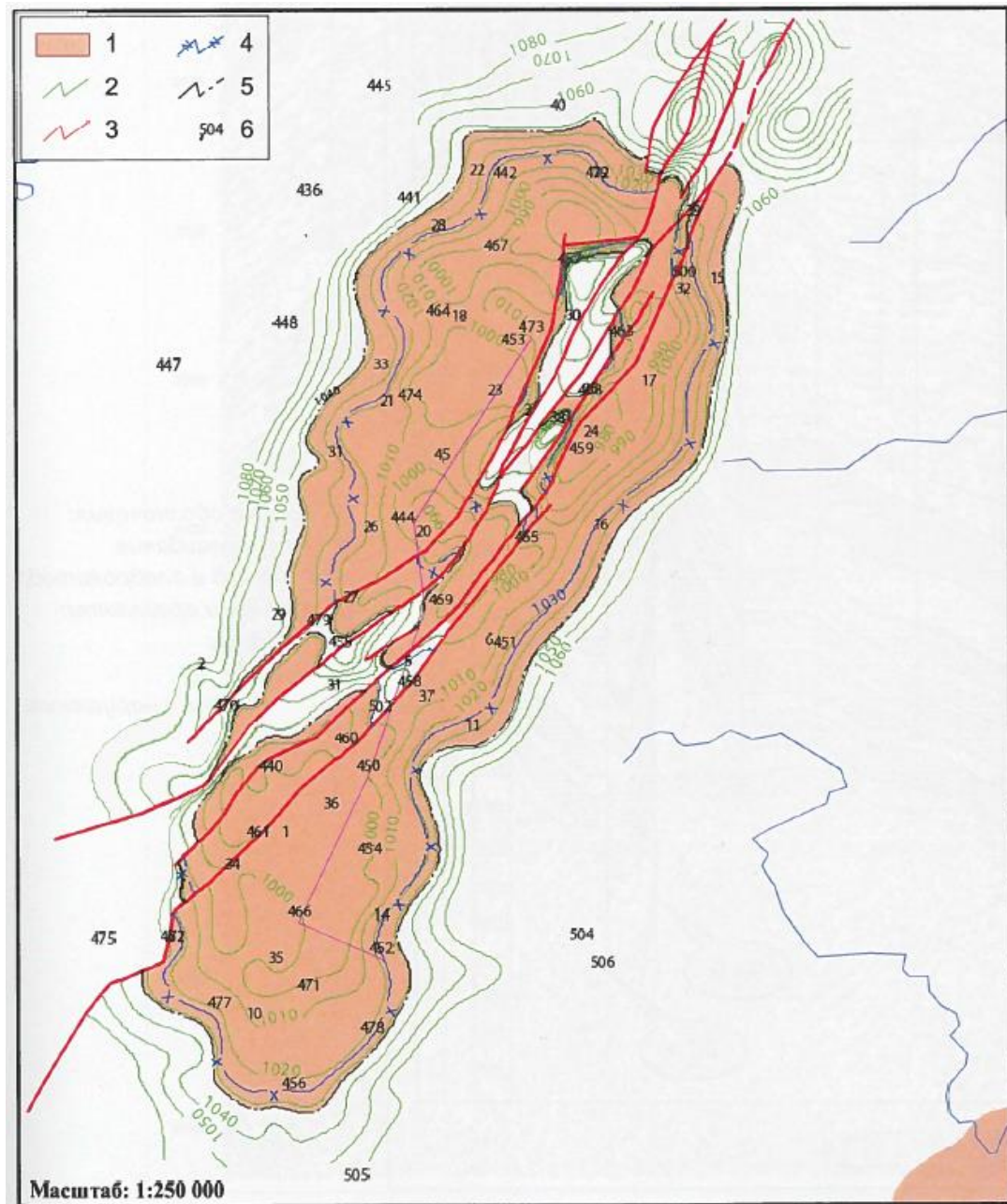
Залежь осложнена разрывным нарушением в присводовой части антиклинальной складки и дизъюнктивы, не проникающие в сеноманские образования, тем не менее «как бы просвечивают в вышележащие толщи в виде зон повышенной продуктивности». Вследствие этого, аномальной продуктивностью обладают скважины 1, 5, 14, пробуренные в зоне разлома [19].

В апт-сеноманских залежах Северо-Комсомольского месторождения сейсморазведочными работами (рисунок 1.8) и данными бурения выявлены крупные тектонические нарушения дизъюнктивного типа, проникающие сквозь всю толщу пород (от юры до сеномана), где сосредоточены веерообразные дизъюнктивные нарушения (рисунок 1.9) [83].



**Рисунок 1.8 – Выкопировка временного разреза по региональному профилю 22 через Северо-Комсомольское месторождение (по Б. В. Монастыреву и др., 2003)**

Наличие нефтяной части в сеноманских залежах газа Тазовского месторождения связано с вертикальной миграцией УВ вверх по разрезу по дизъюнктивным дислокациям [39]. Образование подобных залежей из нижележащих горизонтов доказано и на основании изотопных анализов углерода сеноманских отложений в работах [75, 119, 120].

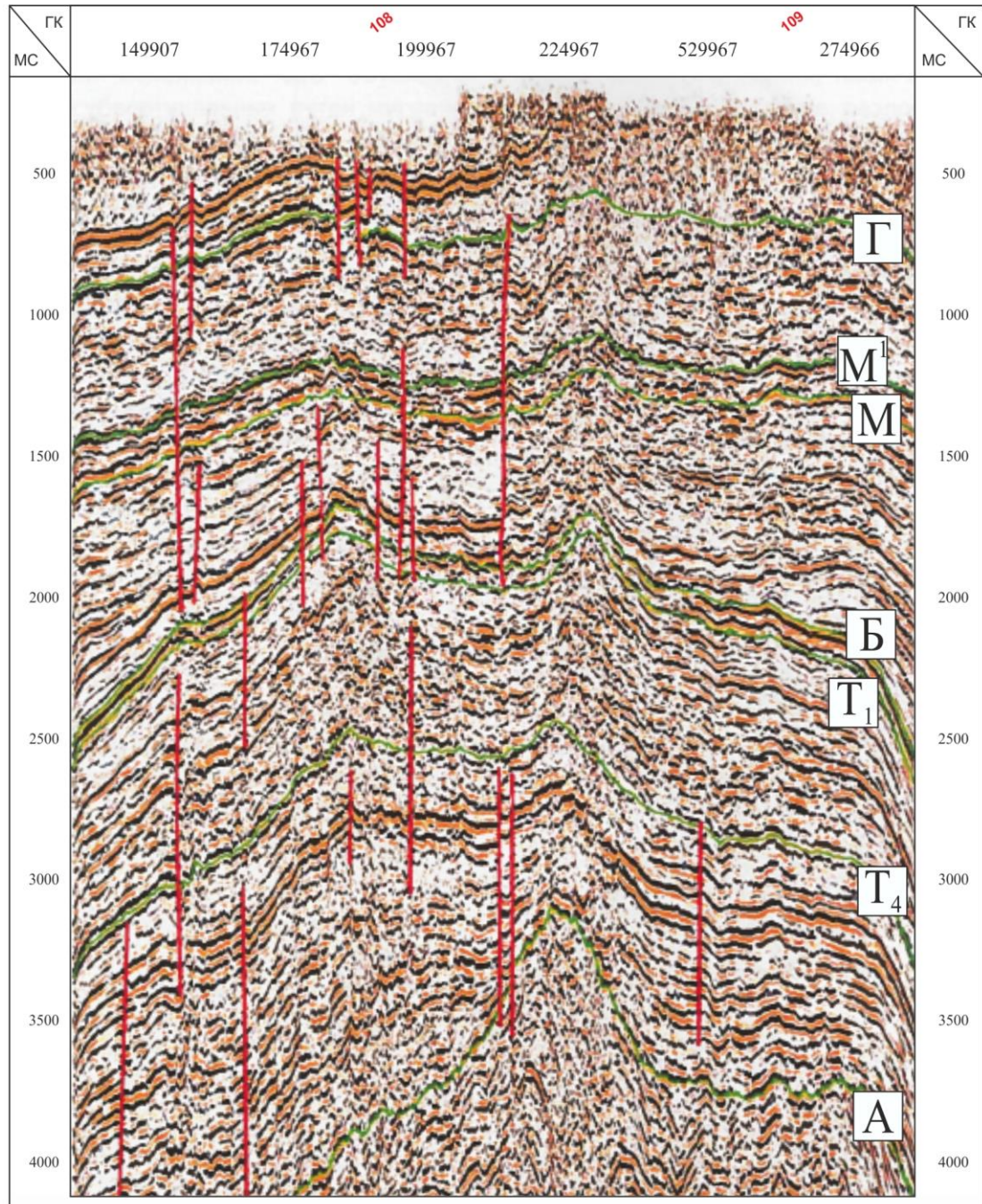


**Рисунок 1.9 – Выкопировка структурного плана по кровле сеномана на Северо-Комсомольском месторождении (по О. С. Маркушиной, 2013)**

- 1 – залежь в сеномане (пласт ПК1); 2 – изогипсы кровли покурской свиты;  
 3 – дизъюнктивные нарушения; 4 – внешний контур газоносности;  
 5 – внешний контур нефтеносности; 6 – скважины и их номера.

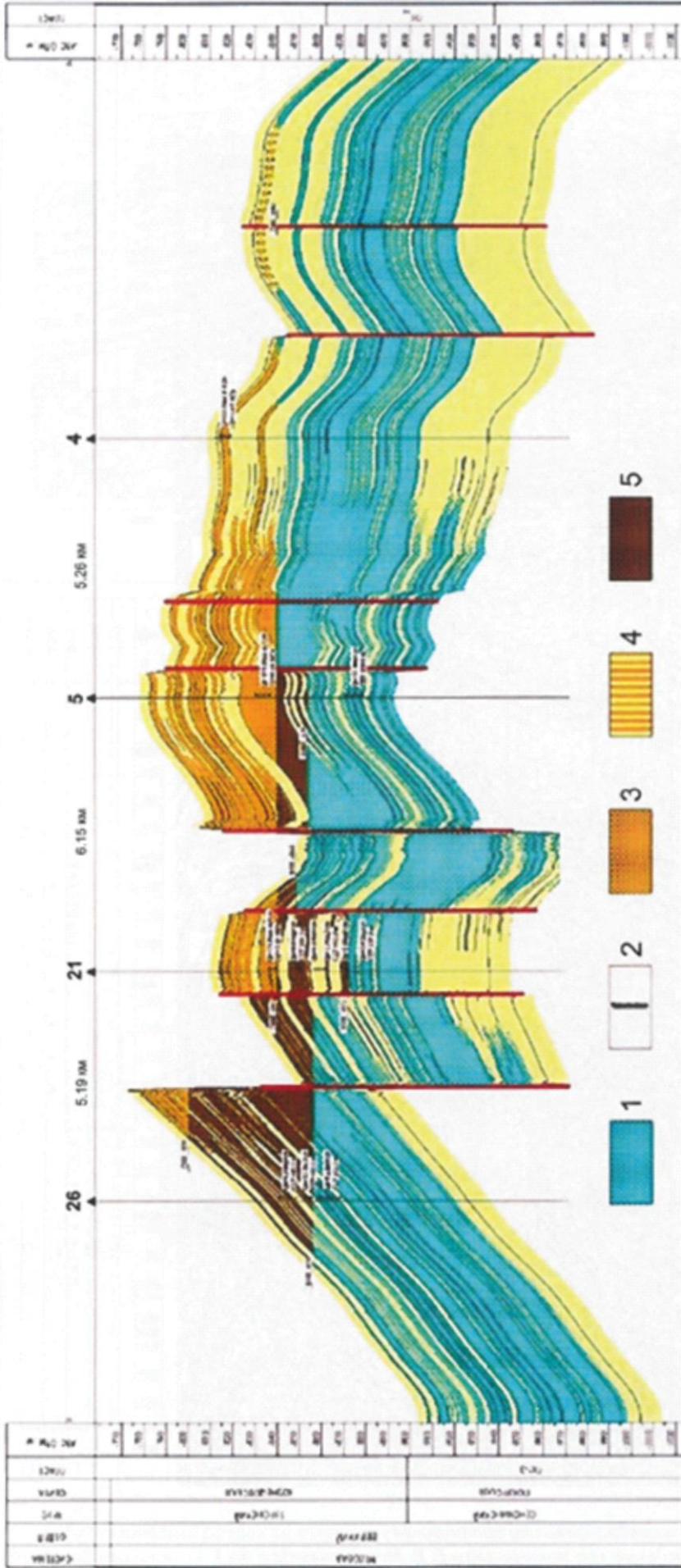


На Западно-Мессояхском месторождении (рисунки 1.10-1.11) выделяется целая система тектонических нарушений, прослеживающаяся на временных разрезах до меловых горизонтов. Ярко выраженные линии разломов отождествляются с субвертикальными зонами деструкции, уходящими своими корнями в глубокие слои фундамента и поднимающиеся в редких случаях в верхние горизонты мезокайнозойских отложений [73].



**Рисунок 1.10 – Выкопировка временного разреза по региональному профилю 34 через Западно-Мессояхское месторождение (по Б. В. Монастыреву и др., 2003)**





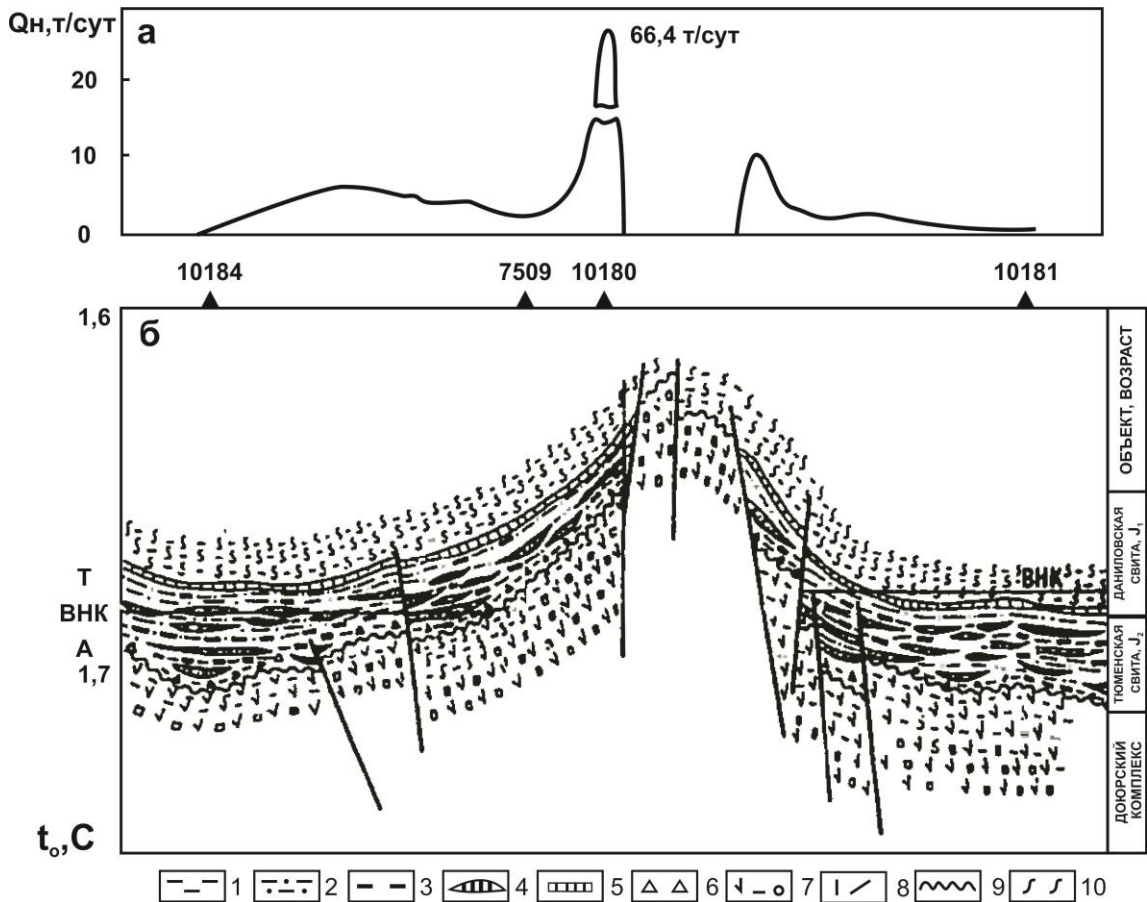
**Рисунок 1.11 – Выкопировка геологического разреза по линии скважин 26-21-5-4 Западно-Месояхского месторождения**

(по О. С. Маркушиной, 2013)

1-песчаник водонасыщенный; 2-перфорация; 3-песчаник газонасыщенный;  
4-прогнозные залежи углеводородов; 5-песчаник нефтенасыщенный.



На Шушминском месторождении скважина 10180, вскрывшая тюменскую свиту вблизи разлома, показала максимальный начальный дебит 66,4 т/сут. (рисунок 1.12а), по сравнению с другими скважинами, пробуренными в местах без разрыва сплошности пород, что наглядно иллюстрирует сейсмолитологический разрез (рисунок 1.12б).



**Рисунок 1.12 – Распределение величин начальных дебитов (а) и сейсмолитологический разрез (б) вдоль сеймопрофиля 200781**

**Шушминского месторождения**

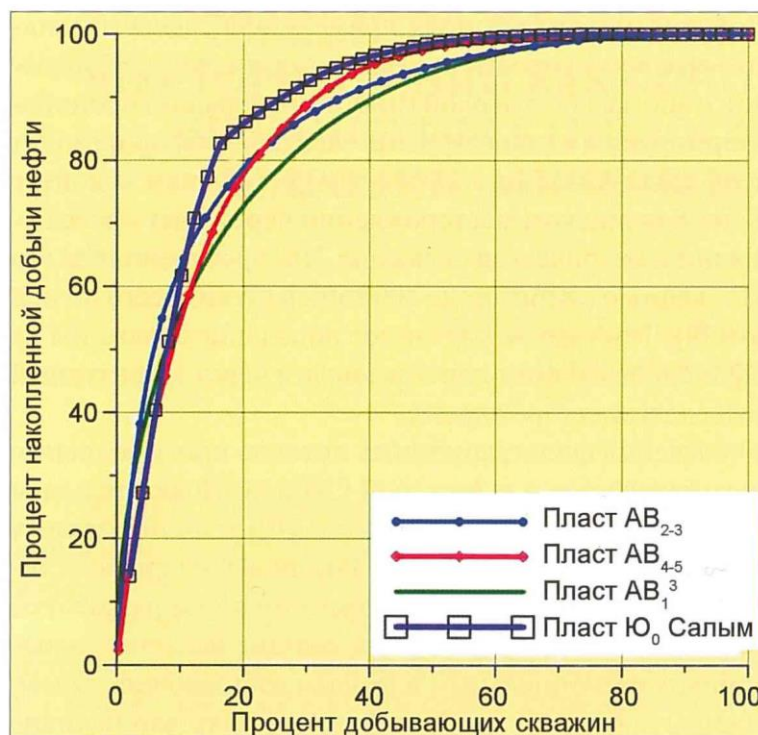
(по О. М. Мкртчян и др., 1987)

1 – глины; 2 – алевролиты; 3 – угли; 4 – песчаники; 5 – сферосидерит-глауконит репер; 6 – обломки минералов; 7 – породы дюурского комплекса; 8 – разрывные нарушения; 9 – поверхность стратиграфического несогласия; 10 – зона трещиноватости, поверхности скольжения.

На Салымском месторождении высокодебитные скважины, в отложениях баженовской свиты, расположенные вдоль двух меридиональных разломов, секущих сводовую часть структуры, по мере удаления от разломов к крыльям и периклиналям характеризуются направленным уменьшением дебитов от максимальных до нулевых. Сама же Салымская структура расположена в непосредственной

близости от Обь-Пуровской системы разломов, т.е. в тектонически активной части Западно-Сибирской плиты [47].

Даже при сравнении месторождений с 40-летним периодом разработки с существенными различиями в ФЭС коллекторов (рисунок 1.13) - коллектора Самотлорского месторождения и баженовской свиты Салымского месторождения с фондом 6.5 тыс. скважин и 80 скважин соответственно, выяснилось, что основная добыча осуществляется только 20 % скважин [37].



**Рисунок 1.13 – График соотношения процента добывающих скважин к проценту накопленной добычи**  
(по Е. Д. Глухманчуку, В. В. Крупицкому и др., 2014)

При этом, по мнению В. С. Славкина, Н. С. Шика и других [132], дробление залежей с помощью литологических и стратиграфических экранов должно рассматриваться не сменой литологии, а разуплотнением пород дизъюнктивной тектоники, которое приводит к формированию трещинных коллекторов в верхних частях осадочного чехла. Поэтому на локальных поднятиях трещинная проницаемость на коротких расстояниях может меняться на 2-3 порядка, как для карбонатных, так и для терригенных пород [29, 30].

На основании вышеизложенного следует непременно добавить, что анализ размещения 180 месторождений УВ в Западной Сибири [57-62], и Пермского

Приуралья [20-24] показывает, что наибольшее количество нефтегазовых месторождений располагается под руслами рек или в непосредственной близости от них с выдержанностью простирания глубинных разломов. При этом фильтрационные свойства от ближайших водоразделов к долине реки меняются на 1-2 порядка и более, что установлено, в частности, Р. С. Штенгеловым [151]. Р. М. Бембель и другие [15] отмечают связь высокодебитных участков углеводородов в форме палеоврезов, палеорусел и отдельных палеодепресссионных “карманов” с наличием в их окрестности активных разуплотненных зон. Именно повышенная трещиноватость в долинах рек (которые закладываются по ослабленным зонам) можно объяснить дренирование глубоких нефтегазоносных горизонтов, водовмещающие породы которых располагаются на глубинах 2000-3000 м (реки Обь, Волга, Кума, Волхов и другие).

Приуроченность большинства месторождений Западно-Сибирской НГП к очагам трещиноватости, системам нарушений и разрывных дислокаций подтверждают многие ученые (Ю. А. Романов, А. С. Кузнецов, Н. М. Белкин, Р. М. Бембель, В. М. Мегеря и др. [5, 17, 63, 87, 136, 155, 156]), которые отводят важную роль дизъюнктивной тектоники в процессах формирования антиклинальных пластовых залежей нефти и газа, в создании условий стратиграфического и литологического выклинивания нефтегазовых горизонтов и их тектонического экранирования [32, 35].

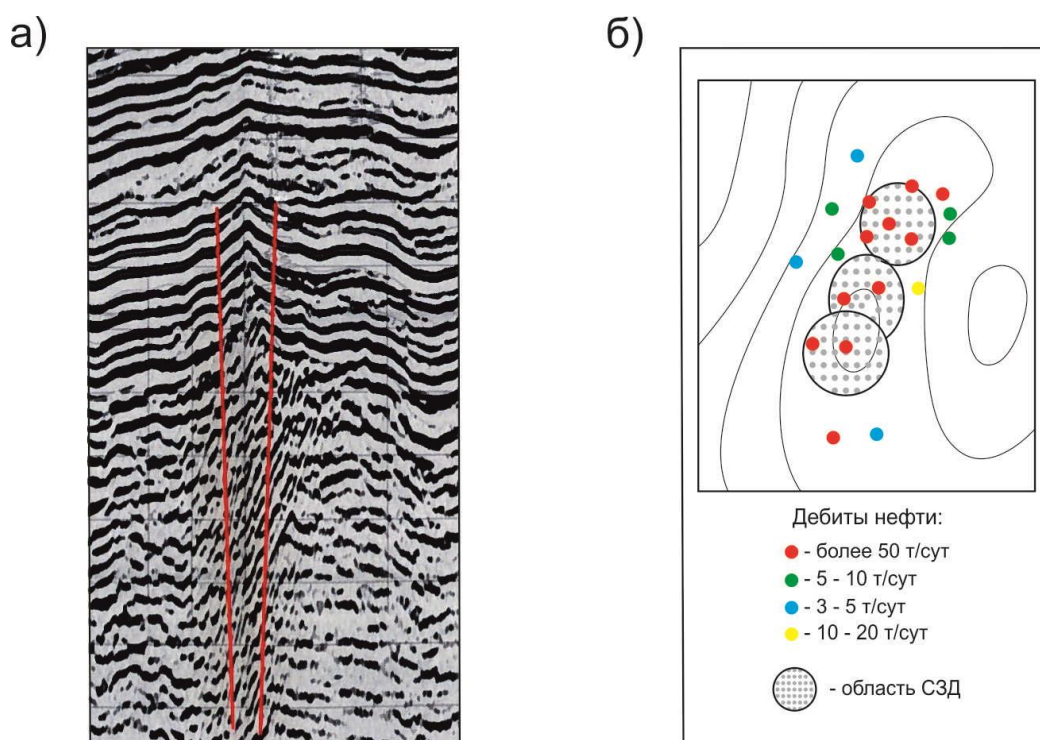
## **1.2. Роль тектонического фактора при обосновании поисково-разведочных работ**

В XIX-XX вв., когда антиклинальная теория залегания нефти и газа получила общее признание, первую поисковую скважину проектировали по данным геологической съемки в свode структуры, а основным критерием разведочных работ стал принцип размещения скважин по равномерной сетке [31]. Традиционная органическая теория и соответствующая ей пластовая модель требовали организации методики поиска и разведки, ориентированной на крупные по площади ловушки УВ. Такие представления о структуре поля УВ привели не только к пропуску малоразмерных по площади ловушек [15], но и со временем показали, что

принципы антиклинального размещения скважин и расположение разведочных скважин по равномерной сетке требуют совершенствования [68].

Причина в том, что на большинстве месторождений нефти и газа в Западной Сибири существуют чрезвычайно высокие степени локальности высокодебитных участков и мозаичный характер их пространственного распределения. При анализе сейсморазведочных материалов в районе этих очагов были установлены узкие субвертикальные столбообразные аномалии, характеризующие резким падением амплитуд отражений в подстилающих интервалах разреза и локальными малоразмерными положительными структурами в верхнеюрских отложениях [14,15]. Эти столбообразные геологические объекты были названы субвертикальными зонами деструкции (СЗД) (рисунок 1.14а). Они прослеживались по вторичным изменениям первично глинистых отложений с образованием большого числа трещин, ярко выраженными следами гидротермального и деструктивного метаморфизма с образованием вторичных минералов [89, 92].

Области СЗД характеризуются повышенными дебитами (рисунок 1.14б).



**Рисунок 1.14 – Характеристика продуктивных зон одного из месторождений Западной Сибири**

(по А. А. Кузьмину и Р. М. Бембелю, 2009) [75]

а) субвертикальная зона деструкции по материалам сейсмического метода разведочной геофизики; б) сопоставление дебитов нефти по скважинам.

Вследствие этого, за счет вертикальной миграции УВ с выходом на дневную поверхность образуются газовые, бактериальные, гидрохимические и др. аномалии, что позволяет применять дистанционные методы поиска месторождений нефти и газа [43, 123].

Примером могут служить отложения баженовской свиты в Западной Сибири, где известны десятки залежей нефти, контуры которых согласно геосолитонной концепции (Р. М. Бембель и др., 2003) контролируются очагами субвертикальных зон деструкции горных пород (картирование субвертикальных зон деструкции, связанных, как правило, с локальными выступами фундамента, выполняется на основе анализа временных сейсмических разрезов (Р. М. Бембель и др., 2003). Попадание скважин в подобную локальную залежь приводит к фонтанным дебитам в несколько сотен тонн в сутки, а смещение места вскрытия скважин на 100-200 м характеризует их как “сухие”.

Данной закономерностью на сегодняшний день успешно пользуются для решения различных задач в нефтегазовой промышленности. Например, при поисках залежей УВ в Брунее с помощью геофизических работ с высокой пространственной разрешенностью были выявлены узкие вытянутые антиклинальные ловушки небольших поперечных размеров. Поэтому бурение нерентабельных скважин по равномерной сетке и введение заводнения не требовалось, что обеспечило высокие экономические показатели [16]. Так же по данным сейсморазведки МОГТ “газовые трубы” установлены в больших количествах в бассейнах Северного моря и Мексиканского залива [154]. В Пенсильвании (США), для подземного хранения газа успешно применяют бурение скважин в зоны сдвиговых напряжений, контролирующих распространение трещин [155, 156].

### **1.3. Оценка тектонических процессов на развитие коллекторов и их влияние на результаты испытания продуктивных пластов**

В практике нефтегазовой геологии имеется много примеров, указывающих, что в земной коре встречаются месторождения и залежи УВ, для которых стратиграфическая приуроченность (нефтегазоносные свиты и горизонты) не является определяющим фактором. Это объясняется связью месторождений с тектониче-

скими нарушениями, участками высокой разуплотненности пород и образованием коллекторов вследствие проявления тектонических процессов. Именно в таких аномальных условиях происходит трансформация плохо проницаемых и даже практически непроницаемых пород в породы-коллекторы.

К настоящему времени открыто более 450 месторождений нефти и газа в образованиях фундамента, в том числе, более 15 залежей нефти в Западной Сибири. Наиболее крупные месторождения характеризуются значительными запасами нефти, высокими дебитами скважин, огромной пластовой энергией, позволяющей длительное время вести добычу нефти фонтанным способом. Запасы нефти наиболее крупных месторождений достигают 500-600 млн т, а накопленная добыча превышает 100 млн т, достигая в отдельных скважинах 1-1.5 млн т. Этаж нефтеносности на месторождениях в фундаменте достигает значений от 300-400 м до 1400-2000м (таблица 1.1).

В Иране на месторождениях Гачсарян, Марун и Ага-Джари несмотря на то, что скважины пробурены в известняках (пористость и проницаемость которых обычно бывает низкой), дебиты скважин, эксплуатирующие асмарийские залежи, аномально высокие, что связано с трещиноватостью коллектора. Имеется, например, более 15 “асмарийских скважин”, каждая из которых дала более **137 млн т** нефти, с многолетними дебитами до **10,9 тыс. т** в сутки [139].

**Таблица 1.1– Сведения о крупных мировых месторождениях нефти в образованиях фундамента**  
(по А. Н. Дмитриевскому и др., 2012)

Страна	Месторождение	Состав пород	Интервал нефтеносности (толщина), м
1	2	3	4
США	Хьюгтон-Пенхендл	невыветрелые граниты	450-1068 (618)
Венесуэла	Ла-Пас	трещиноватые породы фундамента	1615-3030 (1415)
Ливия	Ауджила-Нафура	фундамент	(450)
Египет	Зейт-Бейт	фундамент	(330)



## Продолжение таблицы 1.1

1	2	3	4
Казахстан	Оймаша	граниты фунда- мента	3612-3850 (238)
Вьетнам	Белый Тигр	трещиноватые гранитоиды	3050-5000 (1950)
Россия	Малоичское	трещиноватые известняки, до- ломиты	2850-4500 (1650)

В Западной Сибири существует ряд месторождений, где получен промышленный приток нефти из глин (таблица 1.2).

**Таблица 1.2 – Перечень месторождений, по которым из глинистых отложе-  
ний получен приток нефти**

(по А. Н. Дмитриевскому и др., 2012)

Месторождение	Скважина	Пласт	Литология	Толщина, м	<u>Насыщение</u> Дебит, т/сут
1	2	3	4	5	6
Алехинское	155	АС9	Глина	14,6	Нефть 45,68
	240	АС10		5,0	Нефть 34,32
Быстринское	2013	BC16-17	Глина	9,2	Нефть 1,24
	3025			13,6	Нефть 11,39
	3057			7,0	Нефть
Быстринское	3060	BC16-17	Глина	11,4	Нефть 0,03
	3144			11,2	Нефть
	4038			8,4	Нефть 3,67
	3204	ЮС1		11,2	Нефть
	5930GR	АС7		4,0	Нефть 65,59
Дунаевское	201	АС7-8	Глина	4,0	Нефть 5,03
	45R	АС5-6		9,0	Нефть
Западно- Сургутское	1405	BC1/1	Глина	4,2	Нефть
	199	BC10	Глина	9,2	Нефть 30
Западно- Сургутское	281	BC10	Глина	11,2	Нефть 30
Камынное	132	АС11	Глина	32,4	Нефть 9
Конитлорское	223GR	BC10/0(B)	Глина	6,0	Нефть 5

Продолжение таблицы 1.2

1	2	3	4	5	6
<b>Нижне-Сортымское</b>	689	ЮС2	Глина	7,8	Нефть
<b>Русскинское</b>	129	ЮС1	Глина	4,2	Нефть 7,0
<b>Северо-Юрьевское</b>	2073GR	ЮС1	Глина	5,0	Нефть 49,33
<b>Федоровское</b>	13002GR	БС16	Глина	5,0	Нефть
	5067GR	АС5-6	Глина	4,8	Нефть 28,23
	5321GR	АС5-6	Глина	4,0	Нефть 21,38
	5343GR			4,2	Нефть 24,48
	5364GR			6,0	Нефть 135,40
	5474GR			4,4	Нефть 13,0
	5510GR			9,4	Нефть 19,41
	5514GR			4,0	Нефть 4,42
	5547GR			4,0	Нефть 50,43
	5703GR			5,8	Нефть 48,63
	5935GR			4,6	Нефть 36,61
	5943GR			4,8	Нефть 38,87
	5951GR			5,2	Нефть 55,50

Подтверждением также служит промышленная нефтегазоносность отложений, считавшихся ранее бесперспективными, например, отложения баженовско-абалакского комплекса Красноленинского свода, месторождения: Ем-Еговское, Талинское, Каменное, Лебяжье, Галяновское, Средненазымское и др., Сургутского свода: Ай-Пимское, Западно-Камыньское, Ульяновское, Маслиховское, Явинлорское, Биттемское, Ватьеганское, Равенское, Кустовое, Восточно-Придорожное, Ягунское, Северо-Когалымское [38].

Влияние тектонических процессов обуславливает несоответствие результатов петрофизических исследований образцов керна промысловым данным, что очевидно по исследованиям продуктивных интервалов баженовской свиты. Анализ показал, что открытая пористость коллекторов по керну не превышает 10-



12 %, а проницаемость в редких случаях достигает 1 мД, но по испытаниям получены притоки нефти, достигающие первых сотен тонн в сутки [13, 41, 64, 66, 90, 99]. К примеру, в пределах Восточно-Уренгойской зоны отмечаются аномально высокие пластовые давления, с которыми связаны зоны трещиноватости. Продуктивность трещинно-порового коллектора определяется характером взаимодействия между двумя средами (матрица – трещина) с резко отличающейся проницаемостью. Например, в скважине 719 Уренгойской площади во всех интервалах испытаний фактический дебит в 2-3 раза больше расчетного, проницаемость на порядок выше, чем по промыслово-геофизическим исследованиям [25].

На Кальчинском месторождении (Уватский район) в коллекторах баженовской свиты выделено два емкостных пространства: поровый и сложный трещинно-порово-кавернозный. Согласно исследованиям керн, в интервале аномального разреза отмечается широкое развитие оползневых и флюидальных текстур, трещин, нептунических даек, зеркал скольжения и других дислокаций, охватывающих как битуминозные породы юры, так и внедренные в них осадки неокома [11]. Поэтому структура пустотного пространства продуктивной толщи имеет сложное строение и представлена первичной и вторичной пористостью.

Все перечисленные факты свидетельствуют, что тектонические движения, происходившие в пределах тех или иных месторождений оказывают значительное влияние на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) обычных (первичных) гранулярных коллекторов, а также способствуют образованию трещинно-кавернозных (вторичных) коллекторов. Согласно работам [50, 134, 142], залежи приурочены к линейным зонам повышенной трещиноватости, связаны со сложно-построенными коллекторами, обладающими системой каверн, пор и трещин. Скорее всего, они представляют собой скопления, образованные в результате миграции подвижной нефти из нижележащих горизонтов.

В Западно-Сибирской НГП миграция нефти может быть подтверждена широко развитыми зонами аномально высоких и низких пластовых давлений. В этих зонах невозможно прогнозировать величины давлений, что приводит к некачественному вскрытию продуктивных пластов. В результате перепада давлений

между скважиной и приствольной зоной пласта, в пласт проникает фильтрат бурового раствора, а также его твердая фаза, особенно если в коллекторе имеются трещины или другие полости. Вследствие этих процессов снижается проницаемость как в прискважинной (ПЗП), так и в удаленной (УЗП) зонах пласта [109], что вынуждает проводить мероприятия по интенсификации притоков. Однако успешность проведения кислотных обработок на многих месторождениях не превышает 30 % [133]. Геологическая эффективность этих работ (таблица 1.3), влияющая на прирост запасов очень низкая.

**Таблица 1.3 – Эффективность интенсификации притоков по нефтегазоносным комплексам и пластам в 1996-2007 гг.**

(по Е. А. Теплякову, Р. Р. Ахметову, А. А. Васильеву, 2009)

Пласты	Всего операций	Общая эффективность		В том числе			
				Технологическая эффективность		Геологическая эффективность	
		операции	%	операции	%	операции	%
1	2	3	4	5	6	7	8
ВК1	5	4	80	3	60	1	20
Группа «А»	52	27	51,9	19	36,5	8	15,4
Группа «Б»	12	9	75	4	33,3	5	41,7
Ачим.толща	27	14	51,8	10	37	4	14,8
Ю0	42	17	40,5	15	35,7	2	4,8
ЮК1	39	16	41	10	25,6	6	15,4
ЮК0	4	3	75	3	75	-	-
Ю1	102	58	56,8	40	39,2	18	17,6
Ю0+ЮК1	2	—	—	—	—	—	—
«П»	5	3	60	1	20	2	40
Ю2-Ю9	179	90	50,1	62	34,6	28	15,6
Ю10	10	5	50	2	20	3	30
Ю11	1	—	—	—	—	—	—
Доюрский комплекс	38	12	31,6	10	26,3	2	5,3
<b>ИТОГО</b>	<b>518</b>	<b>258</b>	<b>49,8</b>	<b>179</b>	<b>34,6</b>	<b>79</b>	<b>15,3</b>

Соляная кислота сразу реагирует с карбонатной горной породой, в связи с чем, расстояние, на которое проникает кислота незначительно, а образование узких и длинных каверн не исключает внедрения по ним в скважину подошвенных вод.

Следовательно, недостаточный учет выявленных особенностей формирования коллекторов при существующих технологиях вскрытия и испытаний пластов обуславливает трудности при получении первых притоков, рентабельных дебитов и значительно снижает эффективность поисково-разведочных работ.

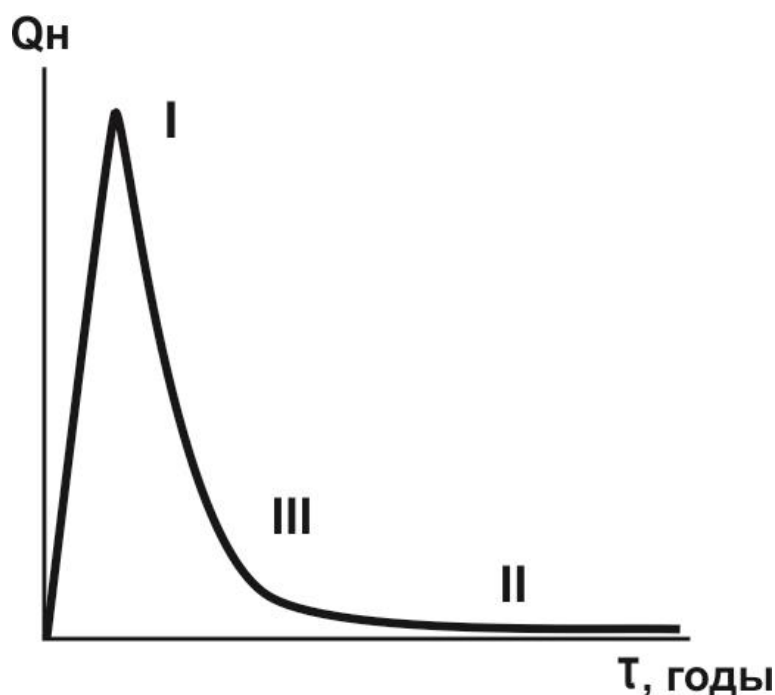
#### **1.4. Причины низкой достоверности подсчета запасов и эффективности их разработки**

Неучет ФЕС сложных коллекторов сопровождается снижением точности при оценке запасов, о чем свидетельствуют примеры по Тенгизскому, Вуктыльскому, Оренбургскому и грозненским месторождениям, а также по ряду месторождений Белоруссии, Грузии, Болгарии [80, 103]. В карбонатных коллекторах трещиноватость отмечается, но в отношении ее величины среди ученых существуют значительные расхождения: И. И. Горюнов [40] полагает, что ее можно принять равной 1 %, А. М. Нечай [93-97], с учетом вторичных расширений трещин, приводит значение 5 %, по И. А. Конюхову [71, 72] она составляет 1-2 %, К. И. Багринцевой [7-9] установлено, что емкость трещин может достигать 2-3 %.

При подсчете запасов нефти (газа) в терригенных коллекторах не учитывают два фактора — трещиноватость и вторичную пористость, из-за чего коллектор считают как однородно-поровый, что сказывается на определении полезной (эффективной) емкости. Хотя наличие трещин подтверждается данными испытаний, освоения скважин и кернавым материалом [51,52]. Так практика разработки месторождений нефти (газа) показывает типичную динамику добычи нефти (газа) по годам разработки (рисунок 1.15).

На графике можно отчетливо выделить три области с различными геолого-промысловыми характеристиками: I — высокопродуктивная (трещинная) и II — низкопродуктивная (поровая), переход от одной среды ко второй осуществляется

постепенно III - переходная зона, со средними геолого-промысловыми характеристиками (порово-трещинная и трещинно-поровая). Подтверждением этому служит наличие на месторождениях высоко-, средне- и низкодебитных скважин.



**Рисунок 1.15 – Динамика добычи нефти (газа) по годам разработки**  
(по И. П. Попову, 1990)

По данным И.П.Попова при пересчете запасов, к примеру, пласта БС10 Мамонтовского месторождения, с учетом трещиноватой модели залежи расхождения по величине балансовых запасов составили 1,43, а по извлекаемым запасам более чем в 2 раза (запасы утверждены в ГКЗ. Протокол №5213 от 26.08.1968 г.). На Ямбургском месторождении расхождения в оценке запасов достигали 30 %.

Недостаточная достоверность подсчета запасов отрицательно сказывается на показателях разработки месторождений. В связи с этим на многих месторождениях Западной Сибири наблюдается несбалансированность закачки воды с отборами жидкости из пласта. Многие объекты разработки перекачены водой, что ведет к интенсивной обводненности продукции, накопленная компенсация чрезмерно высока, пластовое давление часто превышает первоначальное на десятки атмосфер. Организация системы поддержания пластового давления без должного регулирования, приводит к быстрому обводнению. Зачастую для добычи 1 т нефти приходится закачивать 8-10 т воды, что обуславливает появление непроиз-

водительных затрат (Ю. Я. Большаков, 2010). Подобная практика снижает коэффициенты нефтеотдачи.

Кроме того, состояние залежей осложняется использованием в процессе разработки форсированного отбора. При котором быстро теряется пластовая энергия и падает ресурсный потенциал, нарушается сбалансированный режим подпитки фильтрационных каналов, связанная вода "отрывается" от стенок порового пространства коллекторов и заполняет фильтрационные каналы. В конечном итоге это приводит к снижению коэффициента нефтеотдачи. Как результат - снижается продуктивность скважин и увеличивается их обводненность. Так, в Западной Сибири в неокме на последней стадии разработки КИН составляет 20-25 %, в юрских отложениях — 15 %, а обводненность месторождений превышает 80 % [56].

Таким образом, на основании анализа состояния проблемы влияния разломно-блоковой тектоники на формирование и разработку залежей нефти и газа, можно сделать следующие выводы:

1. Многими исследователями признается влияние тектонического фактора на формирование залежей, ФЕС коллекторов, но оценка степени её воздействия в нефтегазовой геологии и разработке месторождений изучена недостаточно.

2. Отсутствие обоснованной методики оценки фильтрационно-емкостной и гидродинамической модели залежей снижает эффективность поисково-разведочных работ, оценку запасов и обуславливает формирование трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) и рост непроизводительных затрат.

## **ГЛАВА 2. ОБОСНОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНОЙ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА**

### **2.1. Краткая характеристика геологического строения Федоровского месторождения**

Для обоснования фильтрационно-емкостной модели залежей Широкого Приобья в качестве базового объекта исследований выбрано Федоровское нефтегазовое месторождение, открытое в 1971 году, в центральной части Сургутского нефтегазоносного района Среднеобской нефтегазоносной области (НГО). В геологическом строении Федоровского месторождения принимают участие отложения доюрского комплекса и мезозойско-кайнозойского осадочного чехла (рисунок 2.1).

Тектоническое строение исследуемой площади имеет сложный характер. Результаты геолого-физических исследований свидетельствуют об унаследованности тектонического развития территории, проявляющейся в тождественности структурных планов по различным горизонтам. Согласно тектонической карте центральной части Западно-Сибирской плиты месторождение расположено в центральной, самой приподнятой части Сургутского свода. В тектоническом отношении оно приурочено к Федоровской вершине, которая на западе граничит с Быстринским валом, на юго-востоке – с Восточно-Сургутской террасой, а на востоке с Ярсомовским крупным прогибом, разделяющим положительные структурные элементы I-го порядка Сургутский и Вартовский своды. Крупные структурные элементы I-го порядка осложнены более мелкими, такими как Вершинная ложбина – на юге, Савуйская седловина и Тончинский прогиб – на севере. По отражающему горизонту Б Федоровский малый вал представляет собой крупную брахиантиклинальную складку II порядка северо-восточного простирания с сильно изрезанными в плане очертаниями, и осложненную положительными структурами III порядка: Вершинное, Северо-Сургутское, Федоровское, Оленье, Варенское, Той-Лорское, Моховое, Восточно-Моховое локальные поднятия.

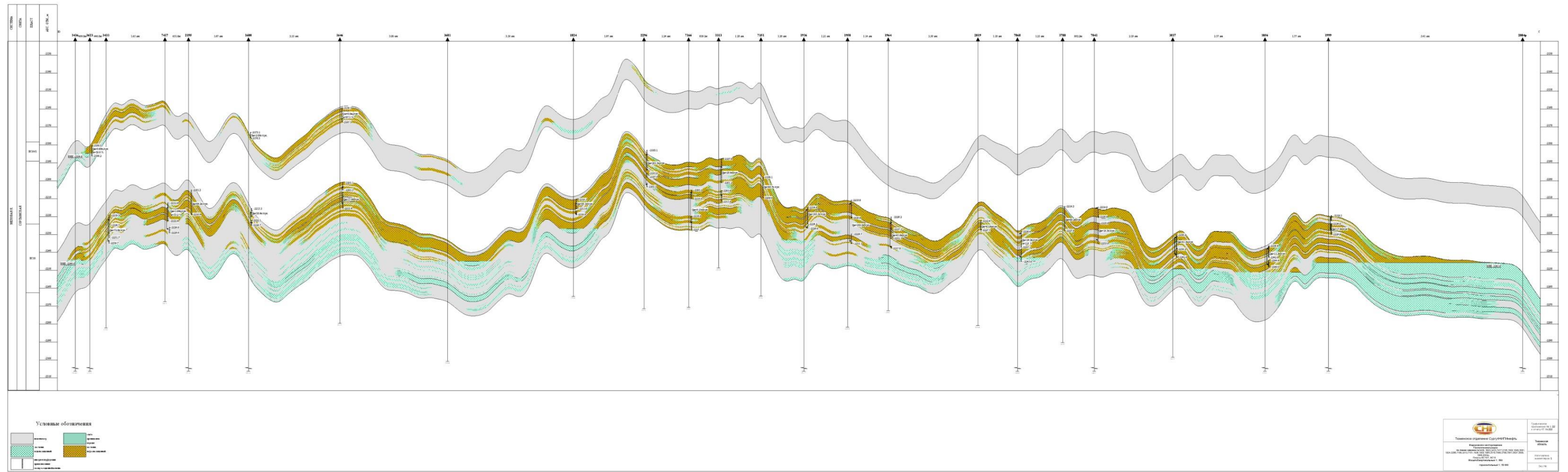




Промышленные скопления нефти приурочены к среднеюрскому, верхнеюрскому, ачимовскому и неокомскому нефтегазоносным комплексам. Общий этаж нефтеносности составляет 1000 м. В продуктивной части разреза выделяется 17 нефтяных (пласты АС6\_1, БС1, БС2, БС10\_1, БС10, БС11\_3, БС14, БС15, БС16, БС17, БС18, БС19, ЮС1\_1, ЮС1\_2, ЮС1\_3, ЮС2\_1, ЮС3) и 4 нефтегазоконденсатных (АС4, АС5-8, АС7-8 и АС9) залежей. Практически все залежи находятся в эксплуатации.

Основные запасы нефти (88 %) связаны с пластом БС10, залежь вскрыта на абсолютной отметке -2171,9 – -2251,6 м. Нефтенасыщенные толщины меняются от 0,6 м до 35,7 м. По типу залежь пластово-сводовая, размеры 38х47 км, высота около 70 м. Дебиты нефти достигают 900 т/сут. [4]. По керну пласт представлен переслаиванием песчаных и глинистых разностей, имеет сложное строение и характеризуется литологической неоднородностью. Пористость до 23-24 %, нефтенасыщенность 0,63-0,68, коэффициенты песчаности 0,34-0,56, проницаемость 0,206-0,571 мкм<sup>2</sup>. Геологический разрез основного пласта БС10 представлен на рисунке 2.2.





**Рисунок 2.2 – Геологический разрез Федоровского месторождения  
 пласты BC10/1, BC10  
 (по материалам ТО «СургутНИПИнефть»)**

## 2.2. Характеристика фильтрационно-емкостных свойств коллекторов по лабораторным исследованиям керна

При разработке Федоровского месторождения породы меловых отложений считались эталоном порового коллектора, но в результате детального изучения литолого-геофизических особенностей пласта БС10 выяснилось более сложное строение.

Комплексными методами (послойный анализ керна [150], ГИС, промысловые исследования) [152] по 15 разведочным скважинам изучен нефтяной пласт БС10 Федоровского месторождения. Комплекс ГИС состоял из четырёх методов КС, ПС, ГК, НГК и КВ. Суть метода заключалась в выборе эталонных скважин, расположенных в различных участках площади продуктивного пласта с привязкой литологического строения данных керна к стандартному комплексу ГИС и разделение литологического разреза на классы (микрочласты). Выделенные по ГИС пропластки, обрабатывают в программе КОБ (классификация объектов без обучения), все микрочласты группируют в заданное число классов, каждый из которых характеризует определенную литологическую разность. Затем с помощью петрофизических данных и данных испытаний выделяют типы коллекторов.

В разрезе в качестве эталонных выбраны четыре разведочные скважины: 99, 120, 139, 200, пробуренные в различных участках площади. Матрицу геофизических данных поочередно делили на два, три, четыре и пять классов. При двухклассном делении, выделяли коллектор и неколлектор. При трехклассном – коллектор разделяется по типу насыщения (вода либо нефть). При четырехклассном – неколлектор разбивается на глинистые и плотные разности; при пятиклассном – среди плотных разностей выделяют аргиллиты и карбонаты.

В результате определения петрофизических свойств пород-коллекторов продуктивного пласта БС10 выяснилось, что микрообъекты 1 и 2 классов представлены преимущественно поровым типом коллектора, который по керну характеризуется средней открытой пористостью 22-26 %, проницаемостью  $(100-771) \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ , остаточной водонасыщенностью 19-37 %. Песчаники 3 класса

преимущественно трещиноватые и характеризуются наименьшим выносом керна (27,2 %) по сравнению с классами 1 и 2 (40-100 %). Средняя открытая пористость 22-29 %, проницаемость  $(20-34) \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, остаточная водонасыщенность 24-47 %. Четвертая классификационная группа объединяет микропласты, сложенные аргиллитами, разбитыми трещинами. Пятая классификационная группа микрообъектов представлена карбонизированными породами и серыми скрытокристаллическими крепкими карбонатами. Таким образом, с точки зрения выделения трещиноватых зон в разрезе пласта БС10 интересуют породы 5, 4 и 3 классов.

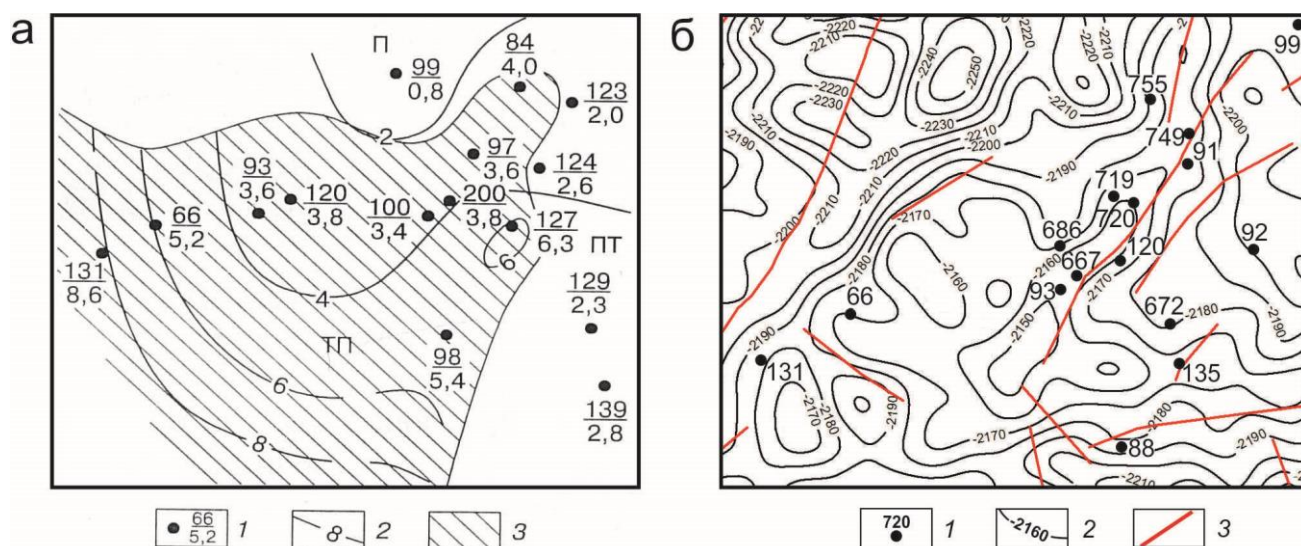
В результате компьютерной обработки результатов ГИС по четырем параметрам ( $\alpha_{\text{пс}}$ ,  $I_{\gamma}$ ,  $I_{\text{пг}}$ ,  $\rho_{\text{п}}$ ) в эталонных скважинах 99, 120, 139, 200 породы пятого класса характеризуются пониженной естественной радиоактивностью 0,08-0,58 мкР/ч и повышенными значениями наведенной активности (0,64-0,96 усл.ед),  $\alpha_{\text{пс}}$  колеблется в интервалах, свойственных как глинам – 0,06см, так и песчаникам – 0,65 см,  $\rho_{\text{п}}$  в плотных разностях пород до 38 Ом·м, толщина микропластов класса 5 колеблется в пределах 0,8-2,5. На диаграммах нейтронного гамма-каротажа как водоносные, так и нефтеносные песчаники обычно характеризуются пониженными значениями. Высокие значения свойственны уплотненным песчанникам. Плотные прослои находятся в песчаниках и благодаря трещиноватости служат вертикальными путями связи между песчаными пропластками, образуя единый пластовый резервуар БС10. Плотные карбонизированные породы подвергаются деформациям и трещинообразованию в период формирования современного структурного плана территории, о чем свидетельствуют зоны дробления и трещиноватость пород по керну.

Класс 4 объединяет микропласты сложенные аргиллитами. По керну это оскольчатые глины, очень часто разбитые трещинами, о чем свидетельствует низкий вынос керна – 22,6 %, и изрезанность кавернограмм скв.99, 120 и 200.

Песчаники 3 класса характеризуются минимальной проницаемостью  $(18-180) \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, пористость высокая – 23-24 %. Нефтенасыщенность 73-80 % максимальна среди всех классов, отмечается по ГИС сопротивлением 51 Ом·м.

Площадь распространения нефтенасыщенных песчаников класса 3 совпадает с полями наибольших толщин пород класса 5. Возможно, при заполнении ловушки коллекторы класса 3 благодаря низкой проницаемости сумели сохранить высокую нефтенасыщенность.

В итоге построена схема распространения суммарных толщин плотных трещиноватых пластов (класс 5) (рисунок 2.3а). На схеме намечается два направления увеличения толщины плотных трещиноватых прослоев. Первое направление от скв.99 на юго-запад к скв.120, 93, 66, 131 (общая толщина объектов класса 5 меняется от 0,8 до 8,6 м). Второе направление - от скв.84 через скв.97 к скв.131. В целом трещиноватая зона плотных пород класса 5 занимает центральную часть Моховой и западную часть Восточно-Моховой площадей.



**Рисунок 2.3 – Влияние тектонического фактора на развитие коллекторов и формирование залежей**

а [152] - схема распространения разуплотненной зоны продуктивного пласта БС10 Федоровского месторождения: 1 - в числителе номер скважины, в знаменателе суммарная толщина трещиноватых пород, 2 - изопакиты, 3 - ослабленная зона (ТП, П, ПТ - области развития трещинно-поровых, поровых и порово-трещинных коллекторов);

б [по А. А. Томилову, 2013]- структурная карта зоны разуплотнения: 1 - добывающие скважины, 2 - изогипсы, 3 - тектонические нарушения.

Контур поля трещиноватых пород пласта БС10 совпадает по вертикали с контурами залежей нефти выше (БС1 и БС2) и ниже лежащих (БС11) продуктивных пластов, что делает возможным предположить наличие вертикальной связи между залежами [152]. Это объясняет высокие дебиты, в скв.

200, 120, 91, 93 они достигали соответственно 56, 147, 176, 310 м<sup>3</sup>/сут, и миллионы тонн добытой нефти. В последующем в этой части месторождения сейсморазведкой 2D выявлены тектонические нарушения (рисунок 2.3б).

Таким образом, по керну и сейсморазведочным работам подтверждается развитие зон трещиноватости и формирование залежей за счет вертикальной миграции.

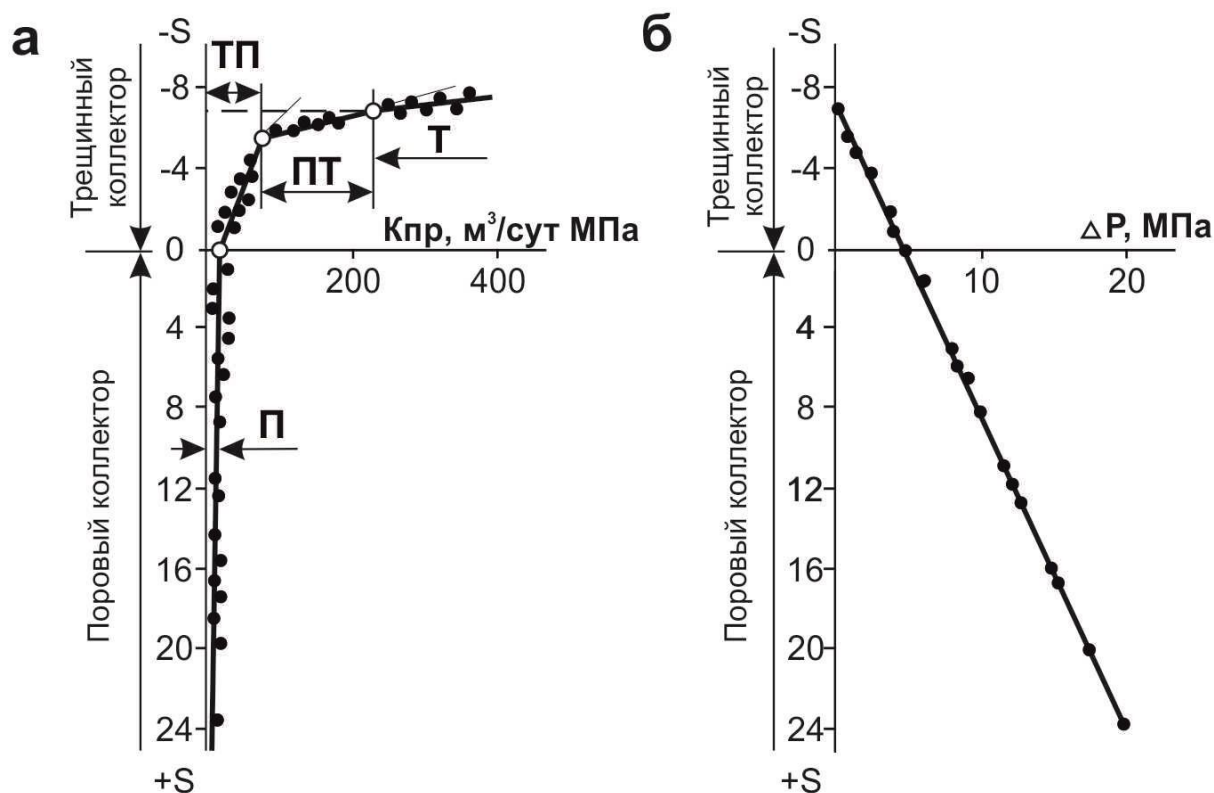
### **2.3. Оценка фильтрационно-емкостных свойств коллекторов по промысловым данным**

Наличие широко развитой трещиноватости позволяет предположить, что основу емкостного пространства природных резервуаров составляют трещины, являющиеся основными каналами фильтрации и аккумуляции УВ. Наличие трещинной проницаемости объясняет, во-первых, большое расхождение на 2-3 порядка в определении их проницаемости различными методами: на образцах в лабораторных условиях и в массиве, по результатам гидродинамического опробования, а также другими методами. Заниженные значения на образцах связаны с тем, что масштаб опробования меньше масштаба микро – и макронеоднородности, т.е. существует малая вероятность того, что в образцах окажутся трещины, песчаные прослой и т.п. [47] Поэтому оценка фильтрационно-емкостного и гидродинамического потенциала коллекторов залежей Федоровского месторождения была произведена по геолого-промысловым данным и показателям разработки.

Известно, что буровые растворы, применяемые для вскрытия пластов, имеют завышенную плотность за счет введения утяжелителей, вследствие этого во время бурения скважин с репрессиями 5-8 МПа (более 20 %) наблюдается поглощение бурового раствора и кольматация трещин [107]. В этот период эксплуатации показатели скин-эффекта характеризуются положительными значениями, но со временем происходит очистка призабойной зоны пласта (ПЗП) и показатели скин-эффекта становятся отрицательными (рисунок 2.4а). Исходя из этого, по геолого-промысловым параметрам используя идентичный характер зависимостей геолого-промысловых параметров от показателя скин-эффекта и скин-эффекта от



депрессии (рисунок 2.4) в работах [105, 110] обоснована методика дифференциации типов коллекторов. По зависимости скин-эффекта от депрессии видно, что коллектор вырабатывается как трещинный, а при достижении значения больше 5 МПа коллектор вырабатывается как поровый.

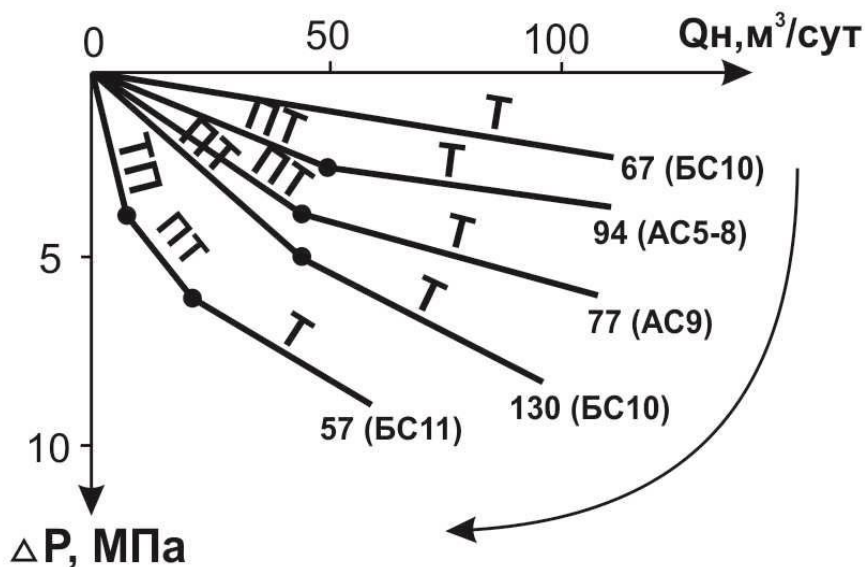


**Рисунок 2.4 – Дифференциация типов коллекторов по геолого-промысловым данным (по И. П. Попову, 1990)**

- а** – зависимость коэффициентов продуктивности от показателя скин-эффекта;  
**б** – зависимость скин-эффекта от депрессии;

Поэтому при испытании объектов Федоровского месторождения в зависимости от того или иного качества вскрытия, большинство индикаторных диаграмм (ИД) имеет вогнутый к оси дебитов вид (рисунок 2.5), что свидетельствует о снижении проницаемости призабойной зоны пласта. Вследствие этого коллектор в начале эксплуатации может вырабатываться как поровый (П), трещинно-поровый (ТП), или порово-трещинный (ПТ). Так как в процессе пробной эксплуатации происходила самопроизвольная или после обработки ПАВ, кислотными растворами, очистка трещин, то дебиты возрастали, а ИД приобретали обычную выпуклую форму, указывающую на связь скважины с трещиной (Т) емкостью.

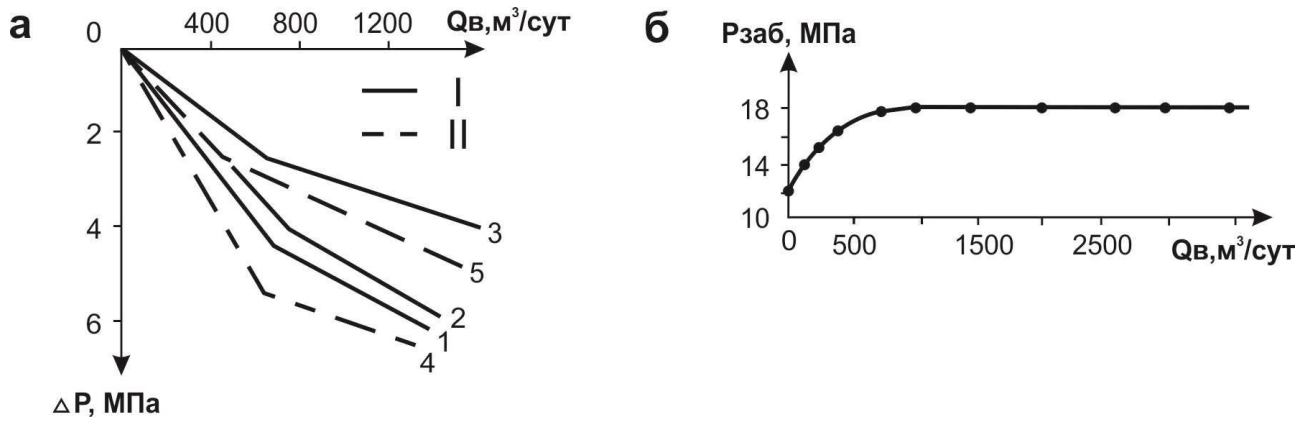
Данная зависимость прослеживается по многим пластам Федоровского месторождения (АС5-8, АС9, БС10, БС11), что подтверждает выводы, сделанные по результатам исследования керна о близких ФЕС (глава 2, раздел 2.2).



**Рисунок 2.5 – Индикаторные диаграммы по скважинам эксплуатационных объектов (пластов) Федоровского месторождения**

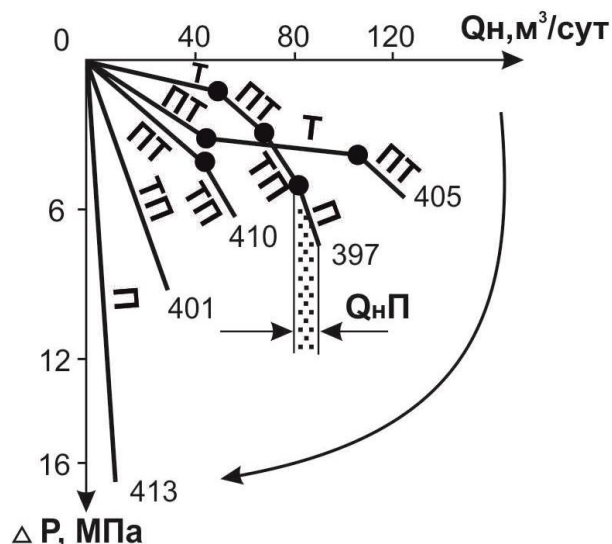
В нагнетательных скважинах (рисунок 2.6а) увеличение со временем приемистости также обуславливается расколматированием и раскрытостью трещин. Например, с увеличением продолжительности закачки в скважины 80 (I) и 520 (II) Усть-Балыкского месторождения трещины расширялись, поэтому с 1 по 3 режимы скважине 80 (I) требовалось все меньше давления на закачку большого объема воды. Во второй скважине - 520 (II), с 4 по 5 режимам наблюдается та же тенденция.

Фильтрационно-емкостные свойства по промысловым данным прослеживаются на индикаторных диаграммах других регионов. Так, на Ахтырско-Бугундырском месторождении при увеличении депрессии до 5 МПа трещины расширяются и принимают весь объем воды (рисунок 2.6б). Поэтому величина депрессии в 5 МПа является определяющей как в добывающих, так и в нагнетательных скважинах.



**Рисунок 2.6 – Индикаторные диаграммы по нагнетательным скважинам**  
**а** – индикаторные диаграммы по нагнетательным скважинам 80(I) и 520(II) Усть-Балыкского месторождения (ЗС); 1,2,3,4,5 – порядок режимов; **б** – кривая изменения приемистости от давления по скв.204 Ахтырско-Бугундырского месторождения (Кк);  
 ЗС – Западная Сибирь, Кк – Краснодарский край

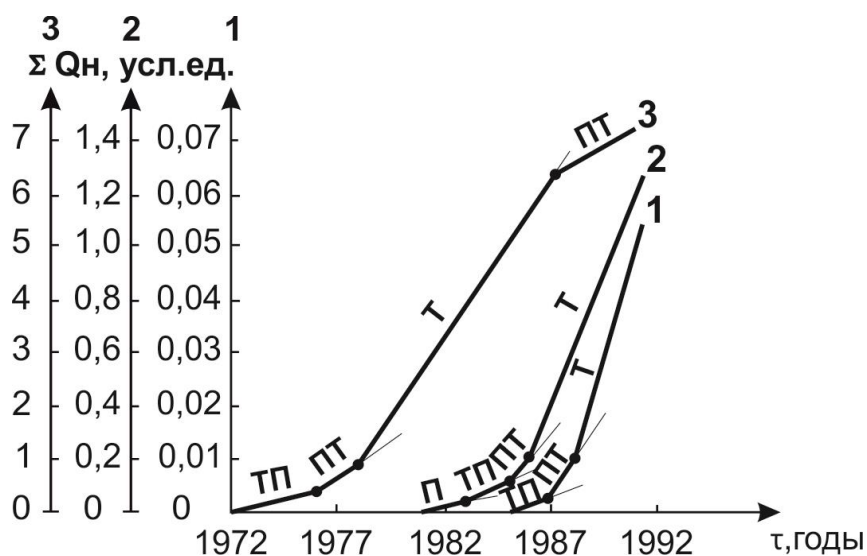
В целом типы коллекторов можно дифференцировать по разведочным скважинам. Спектр индикаторных диаграмм результатов испытания юрских отложений Южного месторождения (рисунок 2.7) подтверждает наличие четырех типов коллекторов. В конечном счете, определяющая величина депрессии (репрессии) 5 МПа, разделяющая две среды (поровую и трещинную), прослеживается по всем зависимостям (рисунки 2.4-2.7).



**Рисунок 2.7 – Индикаторные диаграммы по скважинам (цифры)**  
**Южного месторождения (Западная Сибирь)**

Поскольку  $\Sigma Q_{н} = f(Q_{н})$ , где  $\Sigma Q_{н}$  – накопленная добыча;  $Q_{н}$  – темп отбора, то механизм очистки трещин и дренирования залежей четко отражается на характе-

ристики кривых  $\Sigma Q_n$  (рисунок 2.8), причем независимо от стратиграфии, литологии и величины запасов [108].



**Рисунок 2.8 – Динамика суммарных отборов нефти по годам разработки различных по запасам (по величине извлекаемых запасов) месторождений**

1 – Чумпасское (залежь баррема пласт АВ1-3); 2 – Талинское (залежь юры – пласт ЮК10); 3 – Федоровское (залежь готерива-пласт БС10)

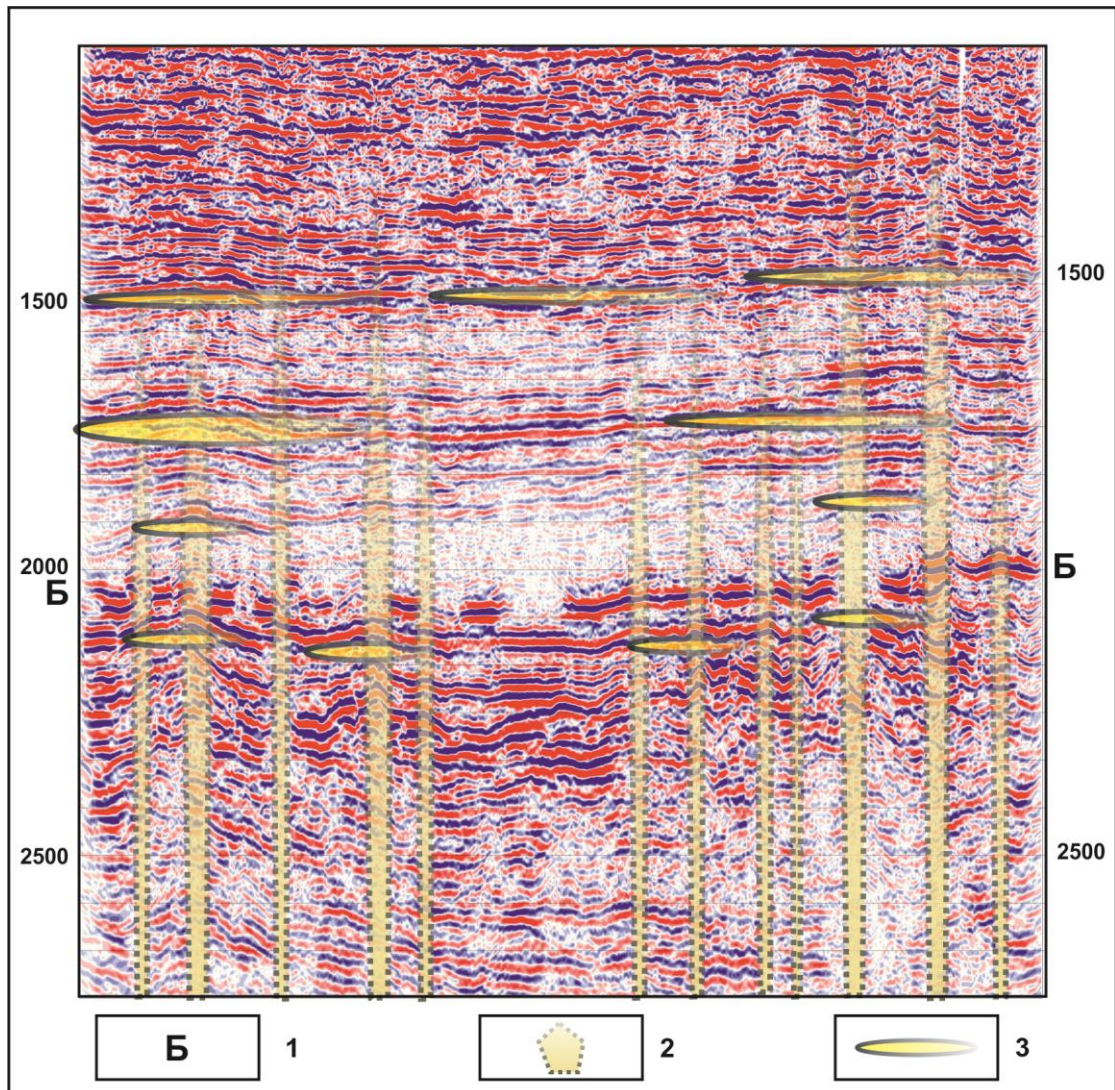
Таким образом, используя методику [110], по промысловым данным и показателям разработки можно дифференцировать продуктивные отложения по ФЕС.

#### 2.4. Дифференциация коллекторов по показателям разработки

На современном этапе доказана приуроченность крупных месторождений (Самотлорское, Уренгойское Ромашкинское, и др.) к разломам кристаллического фундамента, по которым происходит вертикальная миграция нефтегазоносных флюидов в ловушки осадочного чехла [86]. Поскольку Федоровское месторождение расположено в геодинамически активной рифтовой зоне Западно-Сибирской плиты, развитие блокового строения фундамента и дизъюнктивной тектоники в вышележащие толщи осадочного чехла обуславливают наличие разуплотненных зон в меловых отложениях. Поэтому на месторождении выделены субвертикальные зоны деструкции, служащие флюидодинамическими каналами насыщения углеводородами осадочного чехла, а также интервалы выявленных залежей нефти и газа (рисунок 2.9). Зоны разуплотнения (деструкции) характерны для всего продуктивного разреза в связи с чем, контуры трещиноватых пород



совпадают по вертикали с контурами залежей [15]. Следовательно, преобладающее развитие вертикальной трещиноватости объединяет многопластовые месторождения в единую гидродинамическую систему.



**Рисунок 2.9 – Временной разрез Федоровского месторождения с участками зон деструкции**  
(по С. Р. Бембелю, 2011)

1 - индекс отражающего горизонта, 2 - зоны деструкции,  
3 - выявленные залежи УВ

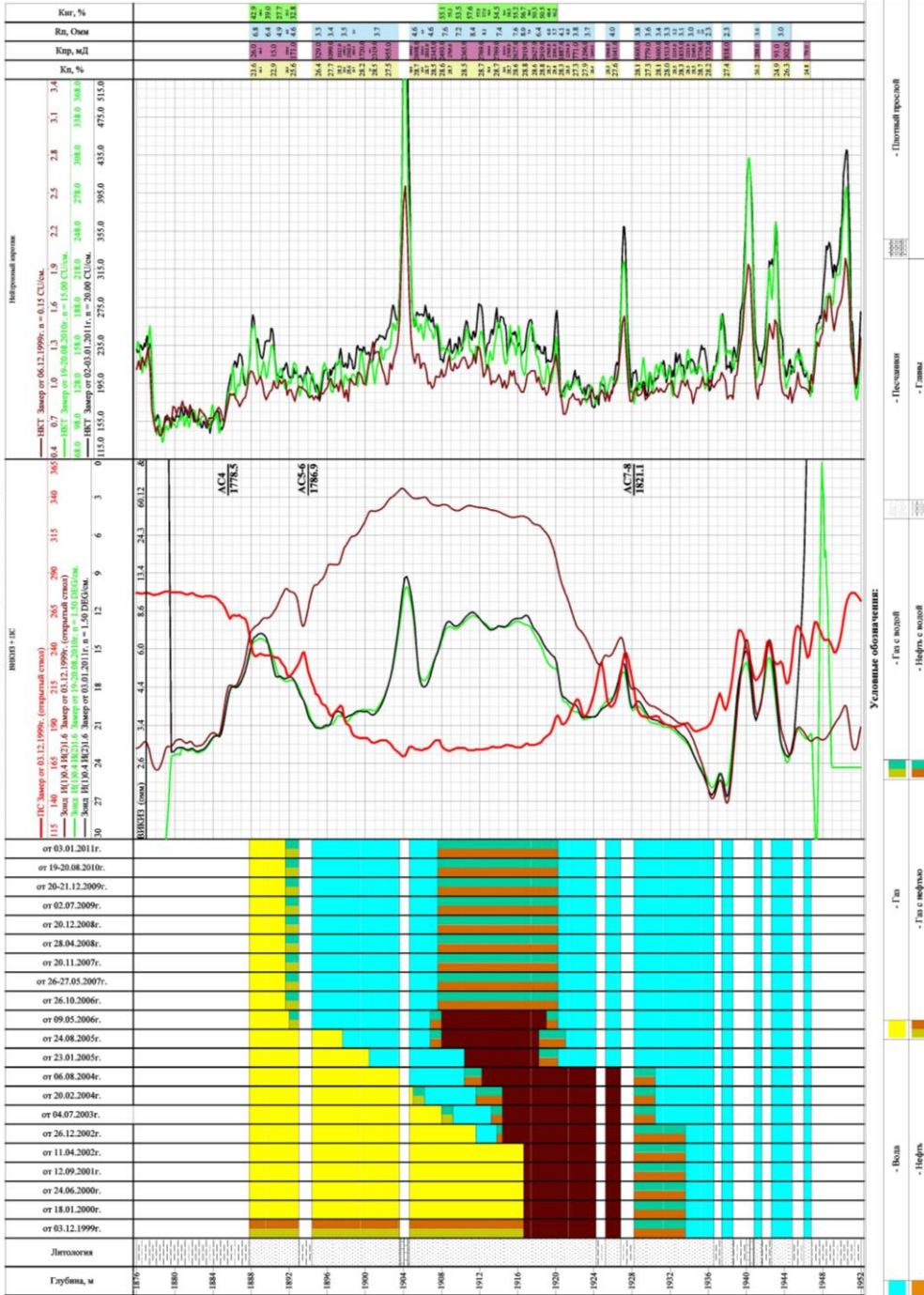
Данное положение подтверждает перетоки воды в газовую шапку при разработке залежей пластов группы А на Федоровском месторождении (рисунок 2.10). Наличие воды в газовой шапке, указывает на вероятное наличие трещиноватости в местах, имеющих плотные перемычки до 3-х метров между нефтяной и газовой частью пласта АС4-8, которые служат вертикальными путями миграции между нефтяной и газовой частью.



**Вид исследования: Определение текущей нефтенасыщенности в контрольных скважинах со стеклопластиковым хвостовиком**

Месторождение **Федоровское**  
Скважина **3539К** Куст 607

Масштаб: 1:200  
Дата исследования: **02-03/01/2011г.**  
Интервал стеклопластиковой колонны **1877.8 - 1947.0м**



**Рисунок 2.10 – Динамика прорыва газа объекта АС4-8 по одной из скважин Федоровского месторождения с 1999 г. по 2010 г. (по материалам ОАО «Сургутнефтегаз»)**

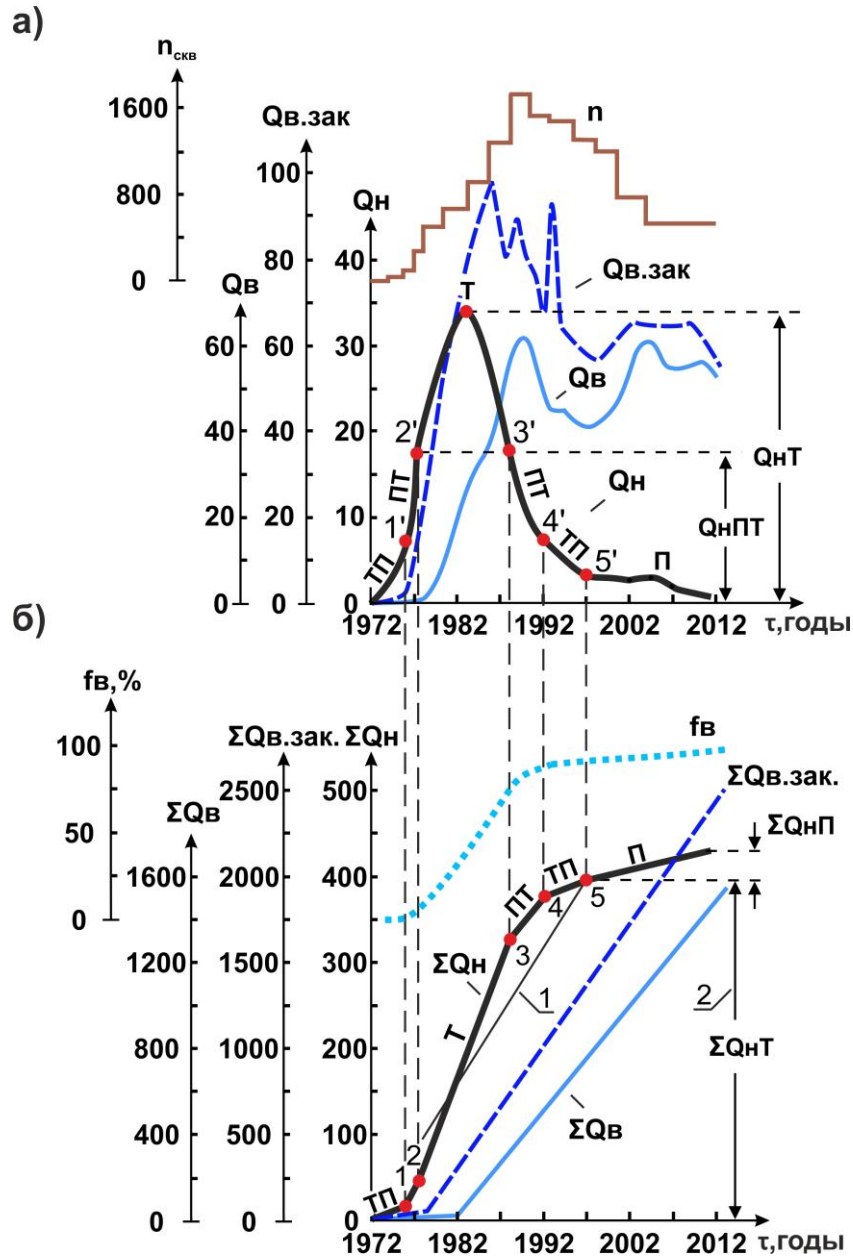
Также к этому возможно может привести невыдержанность мощности и прочностных характеристик плотного прослоя в межскважинном пространстве. Таким образом, плотные прослои благодаря трещиноватости служат вертикальными путями связи между песчаными пластами, образуя единый пластовый резервуар, что необходимо учитывать в проектировании разработки. В соответствии с этим, рассмотрим какую роль в разработке Федоровского месторождения сыграли недостаточный учет фильтрационно-емкостной и гидродинамической модели.

В соответствии с этим рассмотрим, какую роль в разработке Федоровского месторождения сыграли недостаточный учет фильтрационно-емкостной и гидродинамической модели и первоочередная выработка запасов основного пласта БС10.

Так как все продуктивные пласты вскрываются с репрессией (Е. А. Тепляков и др., 2009), и первые скважины залежи пласта БС10 расположены в сводовых частях структур, где развиты трещинные коллектора, то в начале разработки происходило раскольматирование трещин и уровень добычи соответствовал (рисунок 2.11а,б) дренированию трещинно-порового ТП (точки 1, 1'), порово-трещинного ПТ (точки 2, 2'), а после их полной очистки и внедрении заводнения в 1974 г., которое контролирует высокопроницаемый коллектор, он дренировался как однородно-трещинный коллектор Т.

В этот период (участки 2,2'-3,3') достигается максимальный уровень годовой добычи (1983 г.) при 826 добывающих скважин и наблюдается интенсивный рост обводненности продукции. Не смотря на увеличение объемов закачки с 1987 г. более чем в 4 раза и бурением скважин до 1668 единиц, добыча нефти непрерывно снижалась, и в связи с обводнением скважины начали выводить из эксплуатации. Поэтому по завершении выработки однороднотрещинного коллектора Т (точки 3,3'), дальнейшим разбуриванием залежи достигнуто освоение коллекторов с более худшими геолого-промысловыми параметрами ПТ, ТП, П уровни добычи по которым соответствуют начальной стадии (рисунок 2.11а) когда происходила очистка трещин.

В связи со стабилизацией на высоком уровне обводненности (после т.3) закачиваемая вода на эти коллекторы не оказывала воздействия. Следовательно, внедрение заводнения привело к отдельной выработке запасов, при которой исключается подток нефти из пор в трещины, поэтому при разработке не учитывалась фильтрационно-емкостная модель залежи, что привело к первоочередной выработке и обводнению трещинной емкости и изоляции участков с более низкими ФЕС.



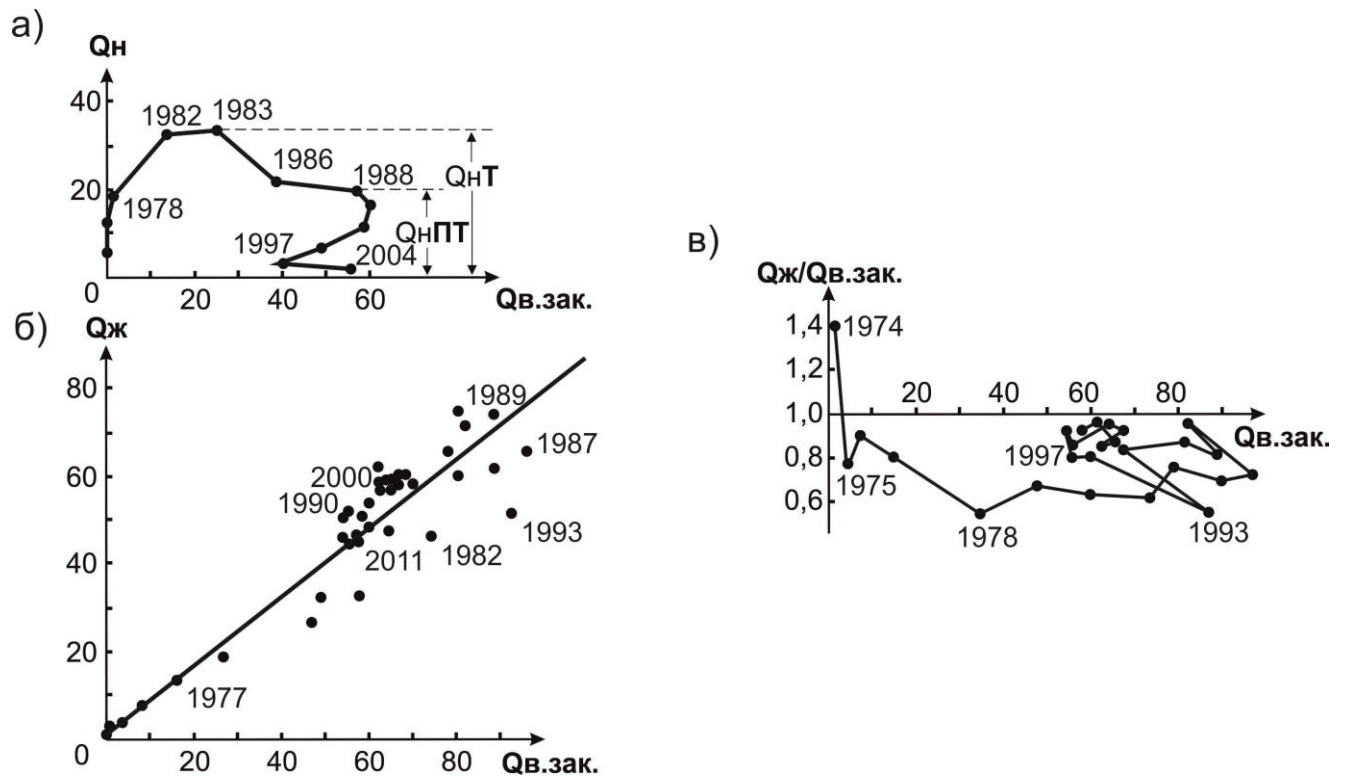
**Рисунок 2.11 – Динамика средних(а) и суммарных(б) по годам показателей разработки залежи пласта БС10 Федоровского месторождения**

(выполнил А. А. Томилов, 2014)

$Q_n, \Sigma Q_n$  – нефть;  $Q_{в.зак.}, \Sigma Q_{в.зак}$  – закачка воды;  $Q_v, \Sigma Q_v$  – отбор воды; -все в усл.ед.;  $n_{скв}$  – фонд добывающих скважин;  $f_{в}$  – обводненность.

Темп отбора  $Q_{НПТ}$ , обеспечивающий единовременную выработку трещин и пор примерно в 2 раза меньше  $Q_{НТ}$  (рисунок 2.11а), т.е.  $Q_{НПТ} \approx 0,5Q_{НТ}$ , что составляет 2 % от балансовых запасов [135].

Согласно рисунку 2.12а с 1978г. закачиваемая вода полностью контролирует коллектор Т, в 1983 году достигается максимальная добыча, а в 1988 - завершается его выработка. Как и по рисунку 2.11а,  $Q_{НПТ} \approx 0,5Q_{НТ}$ . С начала разработки и по настоящее время (рисунок 2.12б) закачиваемая вода поступает только в высокопроницаемый коллектор Т (прямолинейная зависимость) и не воздействует на участки с худшими коллекторами ПТ, ТП, П, поэтому наблюдается низкая эффективность заводнения -  $Q_{ж}/Q_{в.зак} < 1$  (рисунок 2.12в). Последнее свидетельствует о межпластовых перетоках.



**Рисунок 2.12 – Динамика показателей эффективности системы заводнения пласта БС10**

(выполнил А. А. Томилов, 2014)

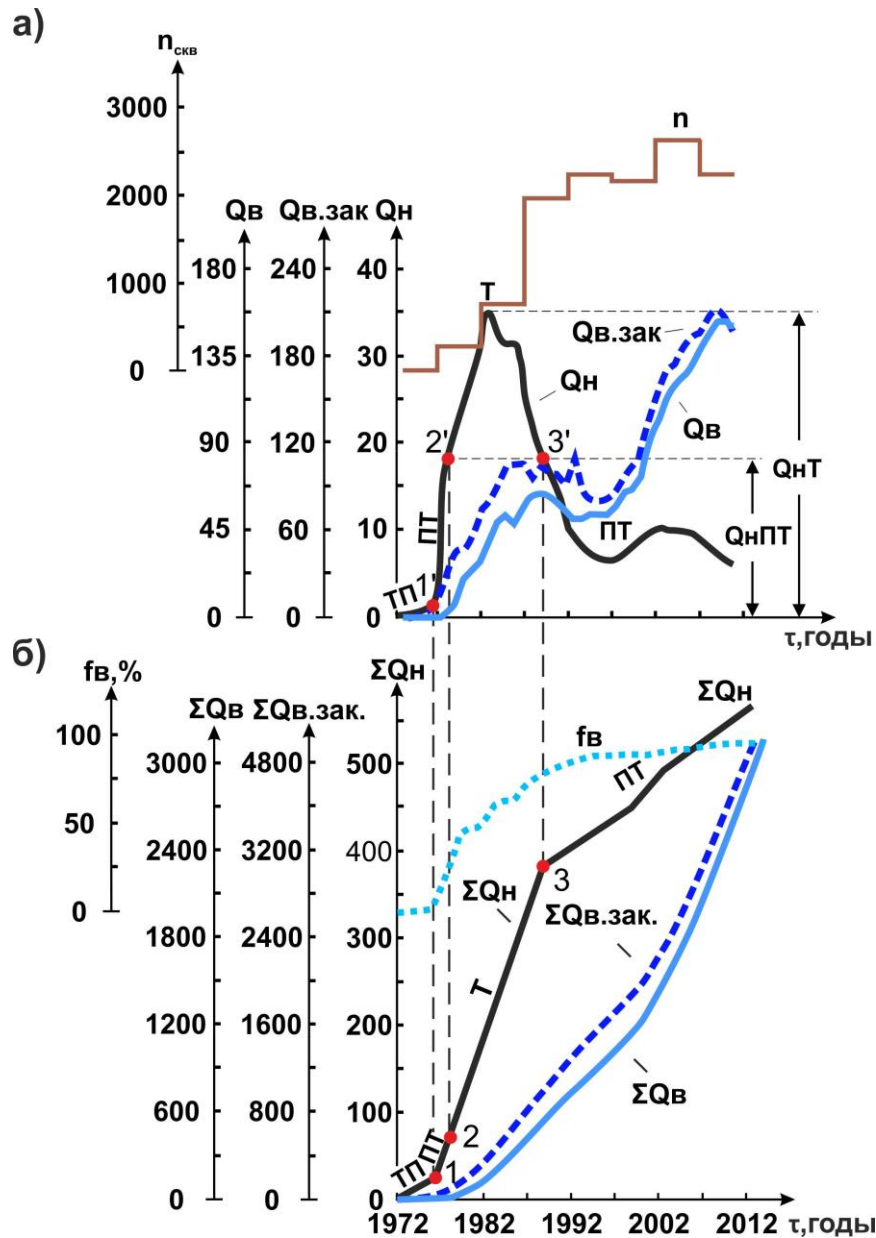
**а, б, в** – зависимость добычи нефти  $Q_{н}$ , жидкости  $Q_{ж}$ , эффективности заводнения ( $Q_{ж}/Q_{в.зак.}$ ) от объемов закачиваемой воды  $Q_{в.зак.}$   
все в усл.ед.

Общие закономерности также проявляются при анализе разработки всего Федоровского месторождения. В начале происходило раскольматирование тре-

щин и уровень добычи соответствовал (рисунок 2.13а,б) дренированию трещинно-порового ТП (точки 1,1'), порово-трещинного ПТ (точки 2,2'), а после их полной очистки и внедрении заводнения в 1974 г., которое контролирует высокопроницаемый коллектор, он дренировался как однороднотрещинный коллектор Т.

В этот период (участки 2,2'-3,3') достигается максимальный уровень годовой добычи (1983 г.) при 901 добывающих скважин и наблюдается интенсивный рост обводненности продукции. Не смотря на продолжение увеличения объемов закачки с 1983 г. и бурением скважин до 2301 единиц, добыча нефти непрерывно снижалась, а в связи с обводнением скважины начали выводить из эксплуатации. Поэтому по завершении выработки однороднотрещинного коллектора Т (точки 3,3'), дальнейшим разбуриванием залежи достигнуто освоение коллекторов с более худшими геолого-промысловыми параметрами ПТ, уровни добычи по которому соответствует начальной стадии (рисунок 2.13а) когда происходила очистка трещин. В связи со стабилизацией на высоком уровне обводненности (после т.3-3') закачиваемая вода на эти коллекторы не оказывала воздействия. Следовательно, внедрение заводнения приводит к отдельной выработке запасов по всему месторождению, при которой исключается подток нефти из пор в трещины. Поэтому при разработке не учитывалась фильтрационно-емкостная модель залежи, что привело к первоочередной выработке и обводнению трещинной емкости и изоляции участков с более низкими ФЕС. Темп отбора  $Q_{нПТ}$ , обеспечивающий единовременную выработку трещин и пор примерно в 2 раза меньше  $Q_{нТ}$  (рисунок 2.13а), т.е.  $Q_{нПТ} \approx 0,5Q_{нТ}$ , что составляет 2 % от балансовых запасов [135].



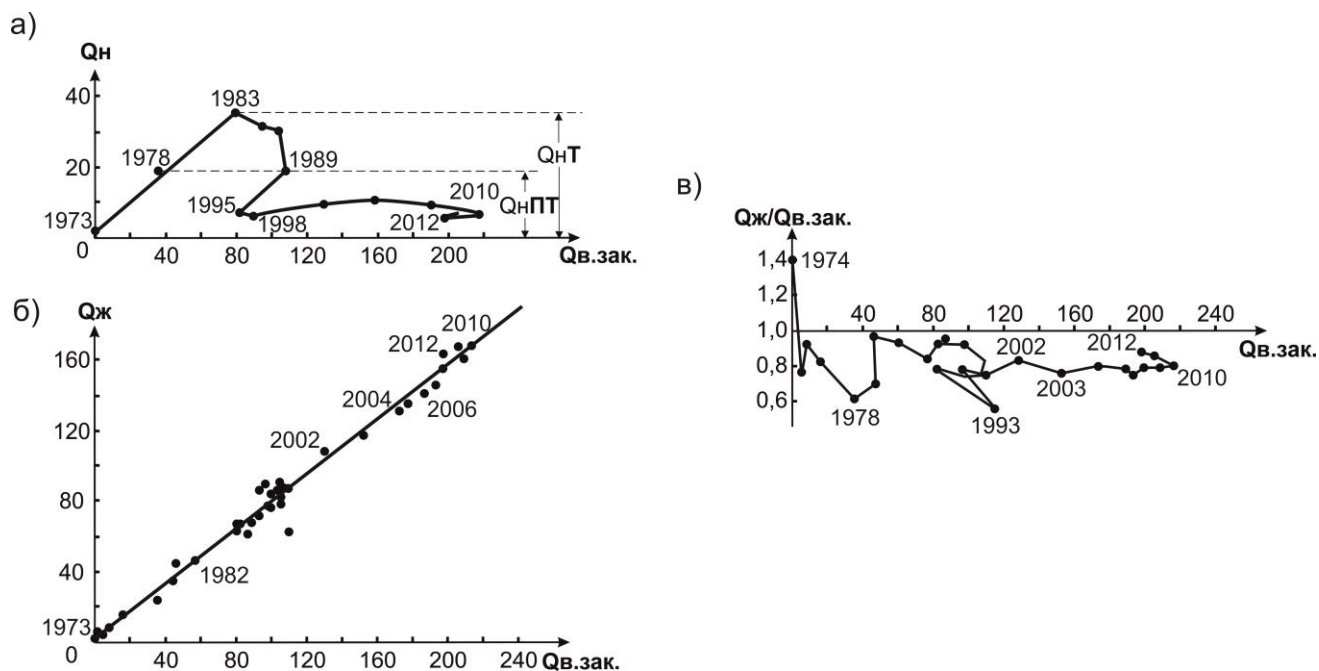


**Рисунок 2.13 – Динамика средних(а) и суммарных(б) по годам показателей разработки Федоровского месторождения**  
(выполнил А. А. Томилов, 2014)

$Q_{н}$ ,  $\Sigma Q_{н}$  – нефть;  $Q_{в.зак}$ ,  $\Sigma Q_{в.зак}$  – закачка воды;  $Q_{в}$ ,  $\Sigma Q_{в}$  – отбор воды; -все в усл.ед.;  $n_{скв}$  – фонд добывающих скважин;  $f_{в}$  – обводненность

Согласно рисунку 2.14а закачиваемая вода с начала разработки контролирует только высокопроницаемый коллектор Т и после полной его выработки 1989 г. стабилизация добычи в 1995-2012 гг. обеспечивается дренированием коллекторов ПТ. По месторождению также наблюдается закономерность  $Q_{нПТ} \approx 0,5 Q_{нТ}$ . Закачка воды и отбор жидкости производится, согласно прямолинейной зависимости (рисунок 2.14б), из высокопроницаемого коллектора Т, поэтому также низкая

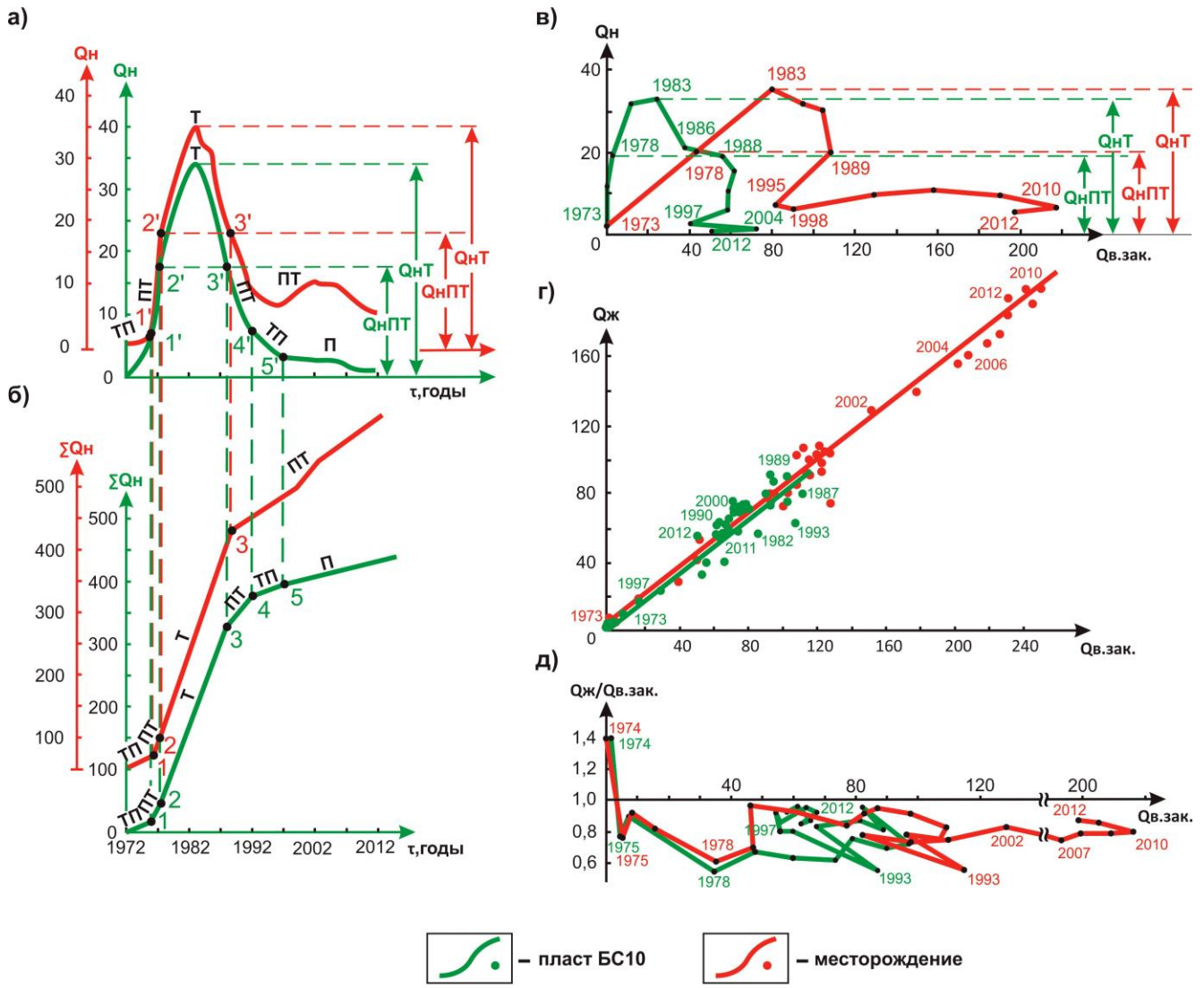
эффективность заводнения -  $Q_{ж}/Q_{в.зак} < 1$  (рисунок 2.14в), по-видимому часть закачиваемой воды уходит в законтурную зону.



**Рисунок 2.14 – Динамика показателей эффективности системы заводнения Федоровского месторождения**  
(выполнил А. А. Томилов, 2014)

**а, б, в** – зависимость добычи нефти  $Q_n$ , жидкости  $Q_{ж}$ , эффективности заводнения  $Q_{ж}/Q_{в.зак.}$  от объемов закачиваемой воды  $Q_{в.зак.}$ .  
все в усл.ед.

Совместный анализ показателей позволил установить гидродинамическую связь всего природного резервуара. Высокая степень локализации участков повышенной продуктивности (зон деструкции) на Федоровском месторождении, выделенных по сейсмическим и керновым данным, а также первоначальный ввод в разработку пласта БС10, содержащего основные извлекаемые запасы, способствовали межпластовым перетокам и ускоренной выработке трещинной ёмкости всего месторождения. Подобное геологическое строение обуславливает на начальном этапе ускоренную выработку запасов из трещинной емкости и приводит к формированию трудноизвлекаемых запасов по другим продуктивным пластам, что подтверждается более поздним (по сравнению с пластом БС10) вводом их в разработку и четко прослеживается по динамике технологических показателей [117]. Так, в 1983 г. (максимальной добычи) отмечается незначительный прирост по сравнению с залежью пласта БС10 (рисунок 2.15а,б).



все в усл.ед.

**Рисунок 2.15 – Сопоставление динамики технологических показателей разработки залежи пласта БС10 и месторождения**  
(выполнил А. А. Томилов, 2014)

**а, б** – динамика соответственно средней  $Q_n$  и суммарной  $\Sigma Q_n$  добычи нефти по годам разработки; **в, г, д** – зависимость добычи нефти  $Q_n$ , жидкости  $Q_{ж}$ , эффективности заводнения  $Q_{ж}/Q_{в.зак.}$  от объемов закачиваемой воды  $Q_{в.зак.}$  все в усл.ед.

В дальнейшем вклад других пластов отмечается стабилизацией (1985-1987 гг.) и продлением на один год (1989) выработки однороднотрещинных коллекторов. Эти данные свидетельствуют об одновременной выработке трещинной емкости всего месторождения. Замедление темпа падения добычи после т.3' (рисунок 2.15а) по месторождению показывает, что по другим пластам за счет интенсивного разбуривания периклиналей производится выработка коллекторов ПТ, т.е. с более худшими ФЕС.

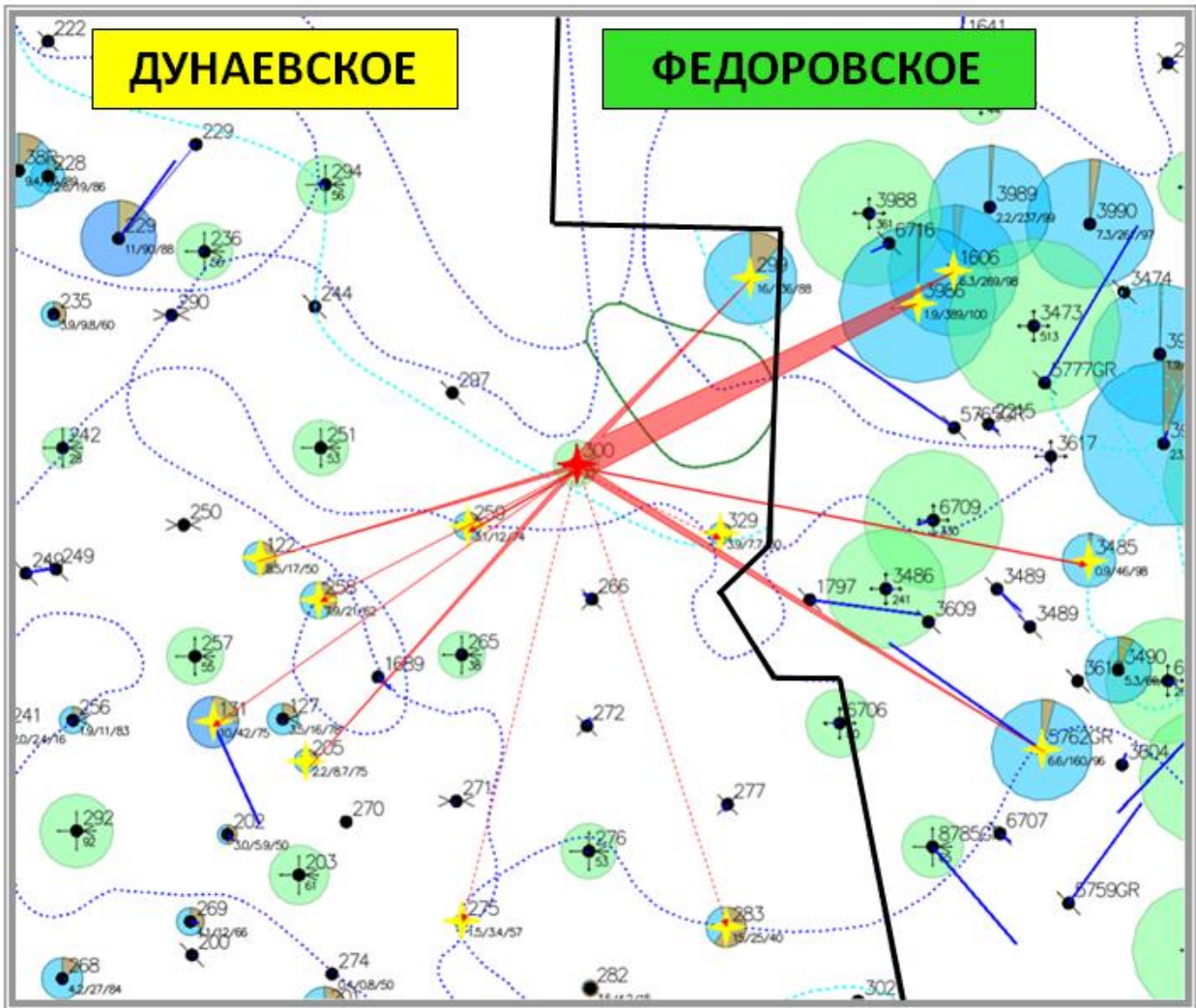
Гидродинамическую связь между пластами (вертикальную трещиноватость) и по латерали между соседними месторождениями подтверждают трассерные исследования. В 2011 г. в нагнетательную скважину 300 (пласт АС7-8) Дунаевского месторождения в качестве индикаторной жидкости закачали 10 м<sup>3</sup> водного раствора роданида аммония (200 кг реагента), для контроля использовали 13 добывающих скважин, из которых 9 - на участке Дунаевского и 4 – в пределах Федоровского месторождений. Результаты исследований представлены в таблице 2.1.

**Таблица 2.1 – Результаты трассерных исследований, характеризующие гидродинамическую связь залежей Дунаевского и Федоровского месторождений (по материалам ТО «СургутНИПИнефть», 2011)**

№ контрольной скважины	Индекс пласта	Расстояние от нагнетательной скважины, м	Время прихода первой порции трассера, сут.	Скорость продвижения индикатора, м/сут.	Масса извлеченного индикатора, кг
1	2	3	4	5	6
<b>Дунаевское месторождение</b>					
299	АС4-6	975	0,4	2438	6,5
131	АС9	1675	0,4	4188	1,16
122	АС7-8	1219	0,4	3048	1,5
205	АС7-8	1485	0,4	3713	2,35
258	АС7-8	1066	0,4	2665	0,72
259	АС7-8	463	2,0	232	1,24
275	АС7-8	1736	3,0	579	0,09
283	АС7-8	1859	33,0	56	0,07
329	АС7-8	613	3,0	204	0,19
<b>Федоровское месторождение</b>					
1606	АС9	1625	0,4	4063	22,03
3485	АС9	1975	10,0	197,5	2,02
3986	АС9	1450	17,0	85	26,7
5762Гр	АС4-8	1400	1,0	1400	5,69
<b>Итого:</b>					70,27

Анализ таблицы показывает, что в шести скважинах (122, 131, 205, 258, 299, 1606) трассер обнаружен в день его закачки в нагнетательную скважину, а в четырех скважинах (259, 275, 329, 5762Гр) через 1-3 суток после закачки (рисунок 2.16). Ориентировка каналов фильтрации совпадает с северо-восточным направлением естественных разрывных нарушений. Между нагнетательной и всеми контрольными скважинами имеются межпластовые перетоки (не связанные с заколонными циркуляциями), как в пределах Дунаевского (пласты АС7-8, АС4-

6, АС9), так и по Федоровскому (пласты АС4-8, АС9) месторождениям, что подтверждает гидродинамическую связь многопластовых залежей.



**Рисунок 2.16 – Схема распределения каналов НФС по направлениям на участке с нагнетательной скважиной №300. Дунаевское месторождение, пласты АС4-6, АС7-8, АС9, Федоровское месторождение, пласты АС4-8, АС9 (по материалам ТО «СургутНИПИнефть», 2011) [100]**

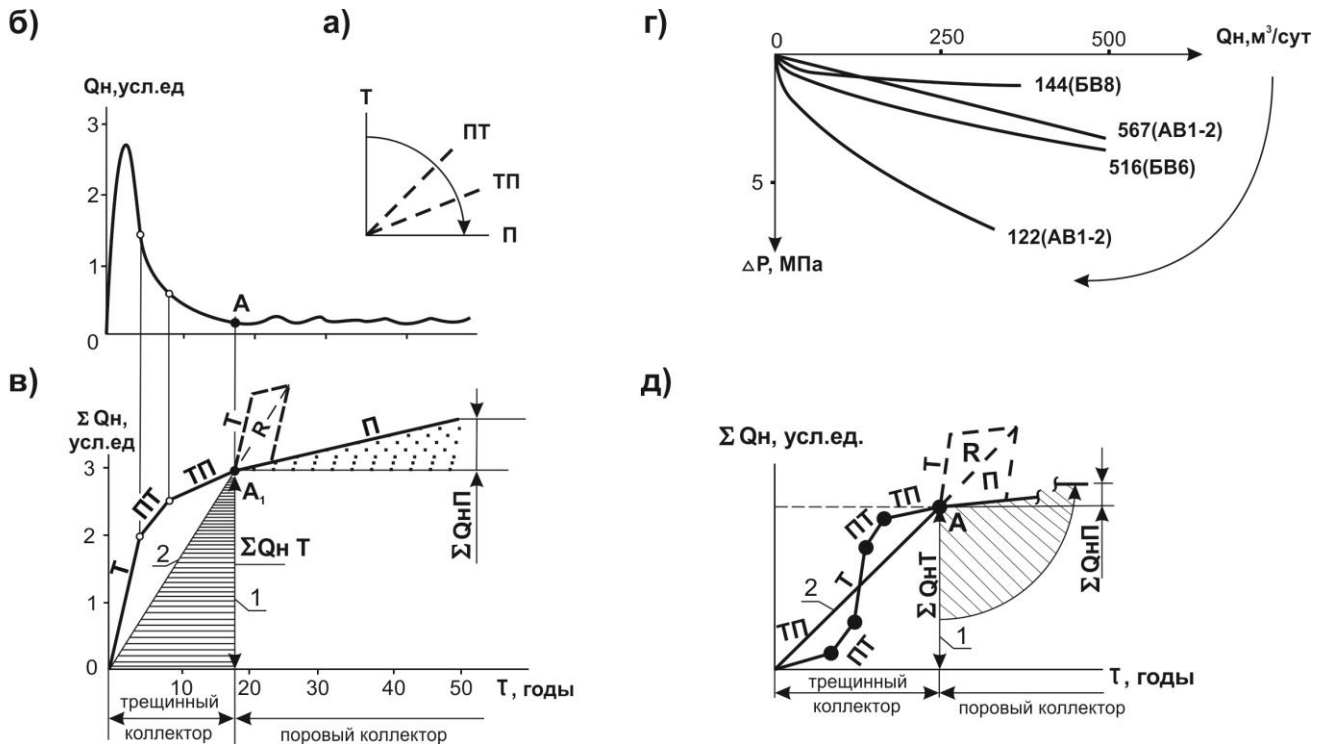
## **2.5. Обоснование универсальности фильтрационно-емкостной и гидродинамической модели залежи**

Анализ динамики геолого-промысловых параметров и показателей разработки пласта БС10 и Федоровского месторождения, а также многих нефтяных и газовых месторождений [105, 110] выявил, что коллекторы независимо от литологии идентичны по фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС) и содержит угле-



водороды (УВ) в трещинной и поровой средах [108, 110]. Следовательно, показатели разработки характеризуют универсальность модели залежей.

Как показывает рисунок 2.17б,в – отрезок 1, основные извлекаемые запасы сосредоточены в трещинной емкости ( $\Sigma Q_{нТ}$ ). Причем, поскольку отрезок 1 параллелен ординате, то коэффициенты нефтенасыщенности коллектора близки к 1. В силу этого, как показывает практика [107], из пор извлекаются не более 20 % ( $\Sigma Q_{нП}$ ), большая часть запасов поровой емкости ( $\Sigma Q_{нП''}$ ) остается невыработанной.



**Рисунок 2.17 – Обоснование универсальности**

**фильтрационно-емкостной и гидродинамической модели залежей**

**а** – упрощенный вариант универсальности модели залежей; **б** – динамика средних и **в** – суммарных показателей по годам разработки месторождения Хаудаг - коллектор карбонатный (Уз); **г** – индикаторные диаграммы по скважинам (продуктивных пластов) Северо-Покурского месторождения (ЗС); **л** – типичная динамика накопленной добычи нефти по годам разработки месторождений Зап.Сибири (коллектор терригенный).

ЗС – Западная Сибирь, Уз – Узбекистан.

Причина в том, что петрофизическая характеристика коллекторов производится, в основном, по керну и ГИС, то трещинная составляющая не учитывается в полной мере отсюда низкая достоверность оценки запасов. Исходя из того, что в далекой перспективе отбор из пор П стремиться быть параллельным оси абсцисс,

а отбор из трещин параллелен ординате (отрезок 1), то упрощенную фильтрационно-емкостную модель месторождений можно представить рисунок 2.17а. Справедливость такого подхода подтверждает спектр индикаторных диаграмм, полученных по отдельно взятому месторождению (рисунок 2.17 г) в процессе разведочных работ [113].

Если вскрытие продуктивных отложений осуществляется с репрессией, то индикаторные диаграммы имеют (рисунок 2.17г) вогнутый или S-образный характер, свидетельствующий о кольматации трещин и снижении проницаемости ПЗП. В процессе освоения скважин и внедрении заводнения происходит их очистка и уровни добычи на начальной стадии разработки могут соответствовать [113] выработке порово-трещинного ПТ, трещинно-порового ТП или даже порового П коллектора. В связи с этим одинаковые уровни годовой добычи повторяются дважды: на начальной стадии, когда происходит очистка трещинной емкости, и на стадии падающей добычи, когда разрабатываются периклиналы структур с более худшими коллекторами ПТ, ТП, П. Это позволяет на начальной стадии разработки проектировать уровни добычи на более поздние периоды. Объемы закачиваемой воды также необходимо ограничивать, чтобы не нарушать обменные процессы между двумя средами. И в этом случае также подтверждается универсальный характер модели залежей. Следовательно, неучет фильтрационно-емкостной модели залежей приводит к низкой достоверности запасов и отдельной их выработке.

На основании комплексного исследования обоснована фильтрационно-емкостная и гидродинамическая модель месторождения, подтвердилась универсальность фильтрационно-емкостной модели залежей, выявлены причины формирования трудноизвлекаемых запасов, обоснована необходимость ее использования в нефтегазовой геологии и разработке месторождений нефти и газа.

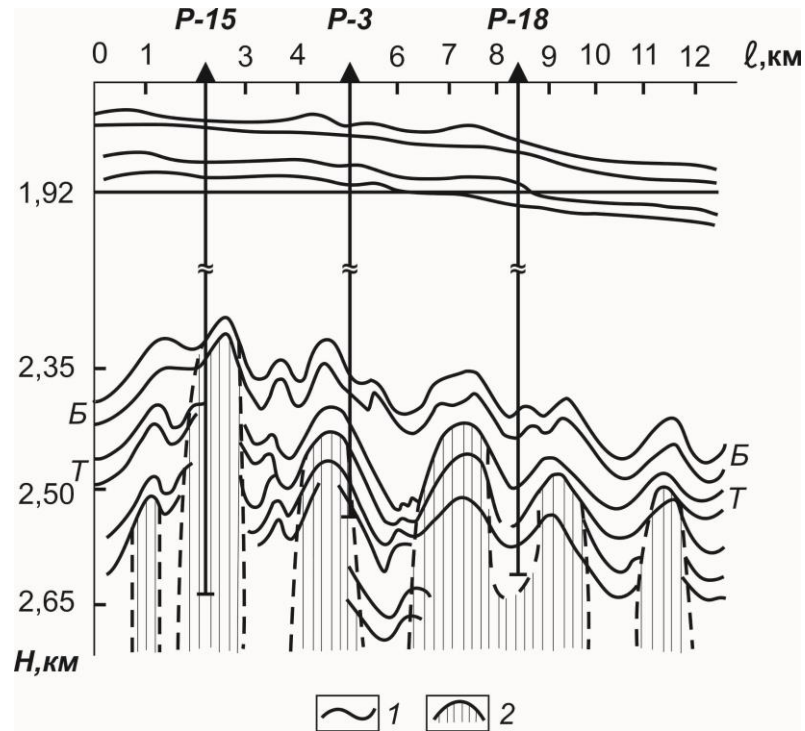
### **ГЛАВА 3. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА ОСНОВЕ РАЗЛОМНО-БЛОКОВОЙ ТЕКТониКИ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ**

#### **Постановка задачи**

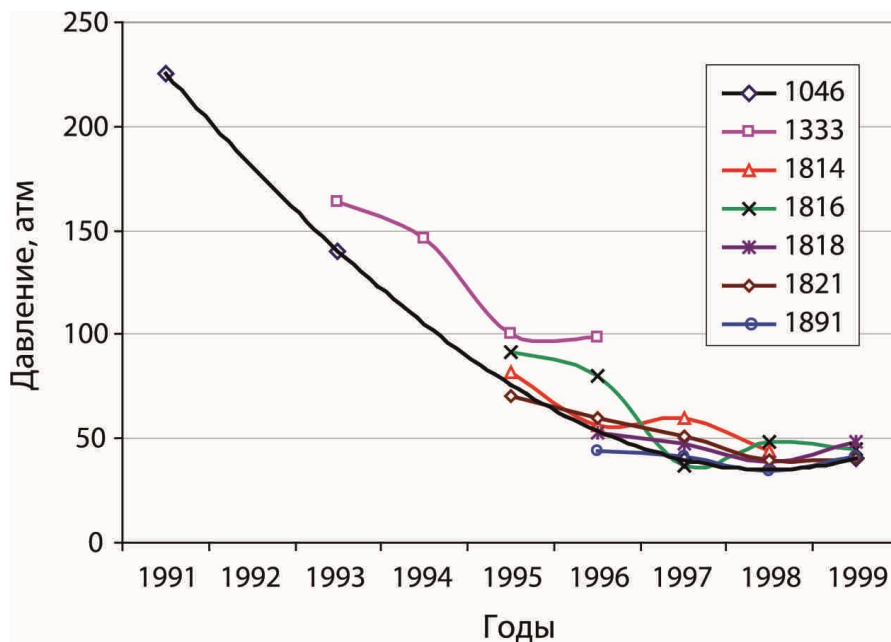
Получение значительных притоков нефти из пород-коллекторов доюрского основания Западно-Сибирской НГП, например, до 600 м<sup>3</sup>/сут на Горелой площади в Ханты-Мансийском районе (Р. М. Бембель, Н. П. Запивалов и др., 1995), 1500 метровой толщи гранитов фундамента Южно-Вьетнамского шельфа (на глубинах 3020-4300 м, при дебитах 1500-2000 м<sup>3</sup>/сут), кварцитовых песчаников Алжирской Сахары (И. М. Шахновский, 1996), в баженовской свите Салымского месторождения, с дебитами до 4 тыс. т/сут [11], обуславливают необходимость совершенствования методики поисков залежей УВ.

Как было отмечено ранее, зоны разуплотнения (деструкции) характерны для всего продуктивного разреза, в связи с чем, контуры трещиноватых пород совпадают по вертикали с контурами залежей [15]. Например, на Ем-Еговском месторождении 92 % накопленной добычи получено из одной скважины Р-2, тогда как на остальные восемь скважин приходится лишь по 1 %. А пробуренная скважина Р-15, за десять лет выработала более 1 млн т нефти. На сейсмо-геологическом разрезе (рисунок 3.1) видно, что скв. Р-15 попала точно в СЗД, проходящую от коры выветривания фундамента до отложений баженовской свиты, а скважины Р-3 и Р-18 характеризуются гораздо меньшими дебитами 18,6 м<sup>3</sup>/сут и 1,12 м<sup>3</sup>/сут соответственно [12].

Доказательством изложенного также служит закономерное падение пластового давления введенных в эксплуатацию в разные годы (1991, 1993, 1995) скважин абалакской свиты Ем-Еговской площади (рисунок 3.2) [126], что наглядно характеризует многопластовое месторождение как единую гидродинамическую систему.



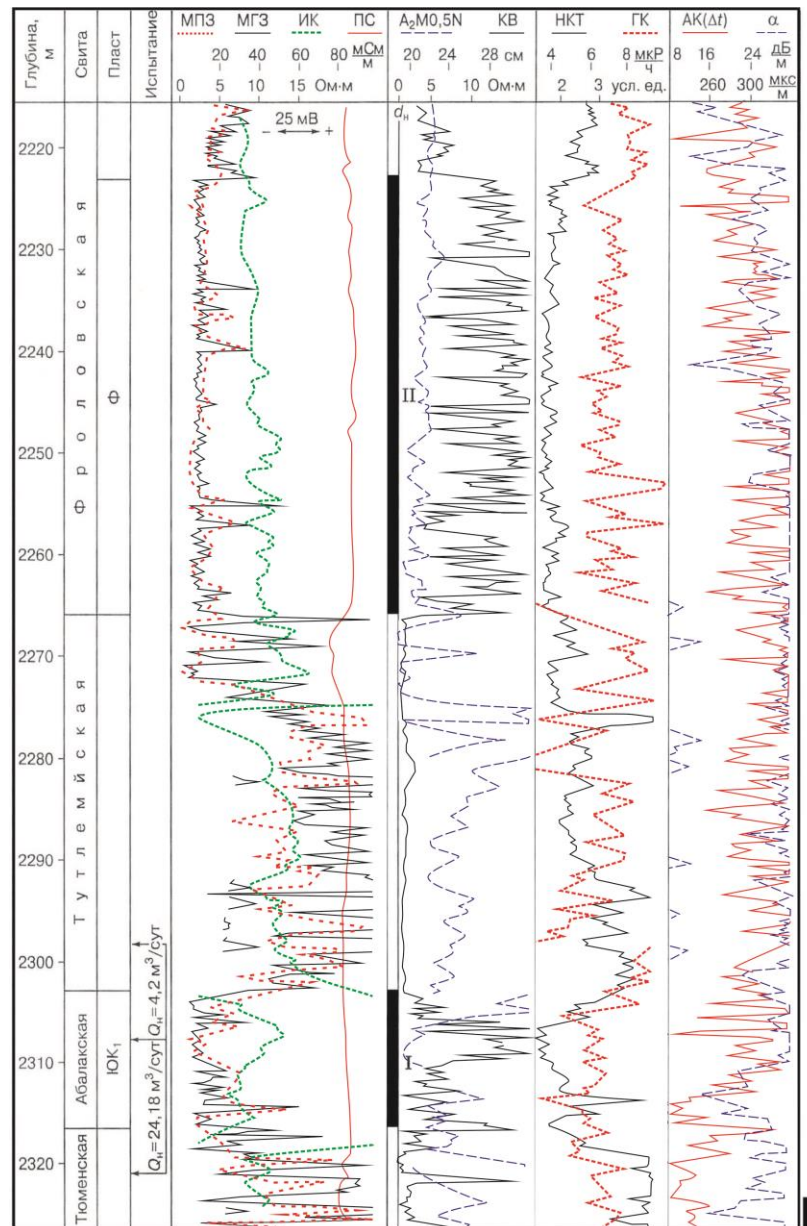
**Рисунок 3.1 – Фрагмент сейсмогеологического разреза на Ем-Еговском нефтяном месторождении, проходящего вблизи скв. Р-15**  
(по В. И. Ермакову и др., 1995)  
1 – отражающие границы; 2 – СЗД



**Рисунок 3.2 – Динамика пластового давления по скважинам Ем-Еговской площади**  
(по С. А. Скрылеву, 2012)

В пределах Фроловской НГО керн в интервалах абалакской свиты не отбирался, испытания скважин осуществлялись совместной группой пластов, а интервал притока связывали с отложениями тюменской свиты. Тем не менее по ГИС

продуктивный пласт (ЮК1) характеризуется увеличением диаметра скважины по отношению к номинальному, что свидетельствует о пониженной механической прочности пород, а изрезанность кавернограммы (КВ) об их анизотропии. Фонтанный приток нефти дебитом  $24,18 \text{ м}^3/\text{сут}$  в скв.5 Ингинской площади (рисунок 3.3) и выпуклый к оси дебитов вид индикаторной диаграммы подтверждают наличие трещинного типа коллектора [70]. К примеру, на Няргиюганской площади из пласта ЮК1 (интервал 2066-2083 м) скв.1 через штуцер диаметром 15,2 мм получен приток газа дебитом  $72,3 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$  с конденсатом (около  $20 \text{ м}^3/\text{сут}$ ).



**Рисунок 3.3 – Геолого-геофизическая характеристика разреза скв.5 Ингинской площади (по В. И. Конюхову и др., 1997)**  
1 – близкие по характеристике интервалы



На данный момент продуктивность абалакской свиты установлена на ряде месторождений Красноленинского свода: Ем-Еговское, Талинское, Каменное, Лебязье, Галяновское, Средненазымское, Сургутского свода: Ай-Пимское, Западно-Камыньское, Ульяновское, Маслиховское, Явинлорское, Биттемское, Ватьеганское, Равенское, Кустовое, а также Восточно-Придорожное, Ягунское, Северо-Когалымское [84], Апрельское, Итьяхское и Няргиюганское [70].

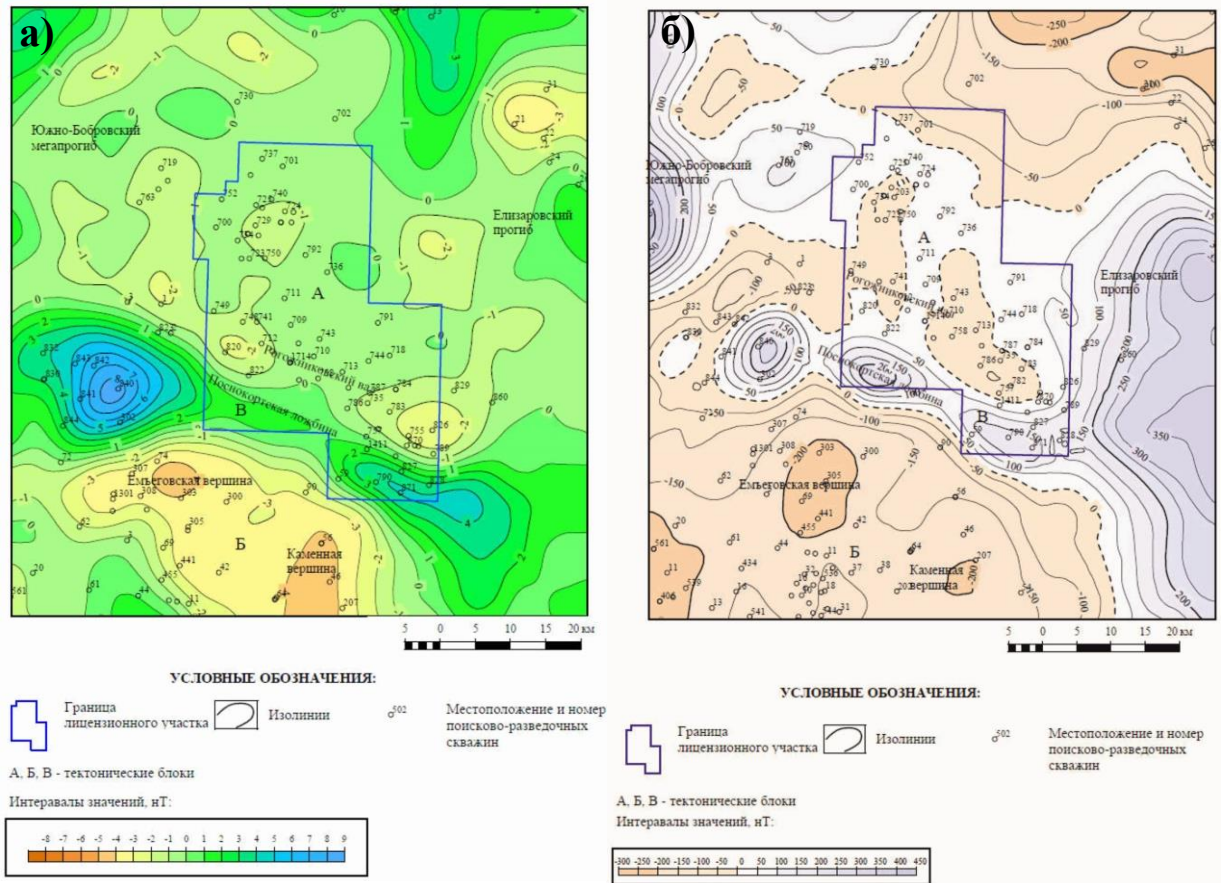
Одинаковый по литологии тип пород, схожесть геофизических характеристик пластов ЮК1 и Ф (фроловская свита) - см.рисунок 3.3, а также близкие условия формирования залежей, позволило заключить также о высокой перспективности пласта Ф для выявления залежей нефти и газа и рекомендовать опробование этих отложений в поисково-оценочных скважинах на ряде структур Фроловской НГО [65].

Таким образом, существует множество примеров того, что зоны деструкции способствуют развитию трещиноватости коллекторов и формированию залежей в глинистых отложениях, что открывает огромные перспективы поисков залежей нефти и газа в пределах всей земной коры, а не только в её осадочном чехле.

Исследуем влияние тектонического фактора при обосновании кандидатов скважин для опробования абалакских, баженовских и фроловских отложений Рогожниковского нефтяного месторождения.

### **3.1. Краткая характеристика геологического строения Рогожниковского месторождения**

В тектоническом плане Рогожниковское месторождение расположено в пределах Рогожниковского вала и непосредственно примыкающего к нему с севера прогиба “без названия”, входящих в состав Красноленинского свода (структуры I порядка). По результатам грави- и магниторазведочных работ (рисунок 3.4а,б) выявлено блоковое строение фундамента.



**Рисунок 3.4 – Карта локальных гравиметрических аномалий (а).  
Карта приращений полного вектора магнитного поля (б)  
(по В. К. Коркунову, 2000)**

Основные залежи нефти относятся к центральному блоку А, занимающему всю центральную часть месторождения. В связи с влиянием позднепалеозойско-мезозойской складчатости Уральской геосинклинали северо-северо-восточного простирания, он оказался раздробленным на более мелкие блоки. К блоку Б за пределами месторождения относятся Емьеговское, Пальяновское, Ай-Торское, Каменное поднятия. Блок В узкой полосой северо-западного простирания отделяет блоки А и Б. В тесной генетической связи с глубинными разломами находятся структурно-формационная зональность. Крупный субширотный разлом и связанная с ним мезозойско-кайнозойская система дизъюнктивов выделяется в районе Сибирских Увалов [101].

Сводный геологический разрез Рогожниковского месторождения составлен по скважинам №896Р и 871Р, вскрывшим разновозрастные породы доюрского основания. Он представлен нерасчлененным складчато-метаморфическим протеро-

зой-палеозойским, триасовым вулканогенным и терригенно-вулканогенным промежуточным комплексами, мощной толщей мезозойско-кайнозойского осадочного чехла (рисунок 3.5).

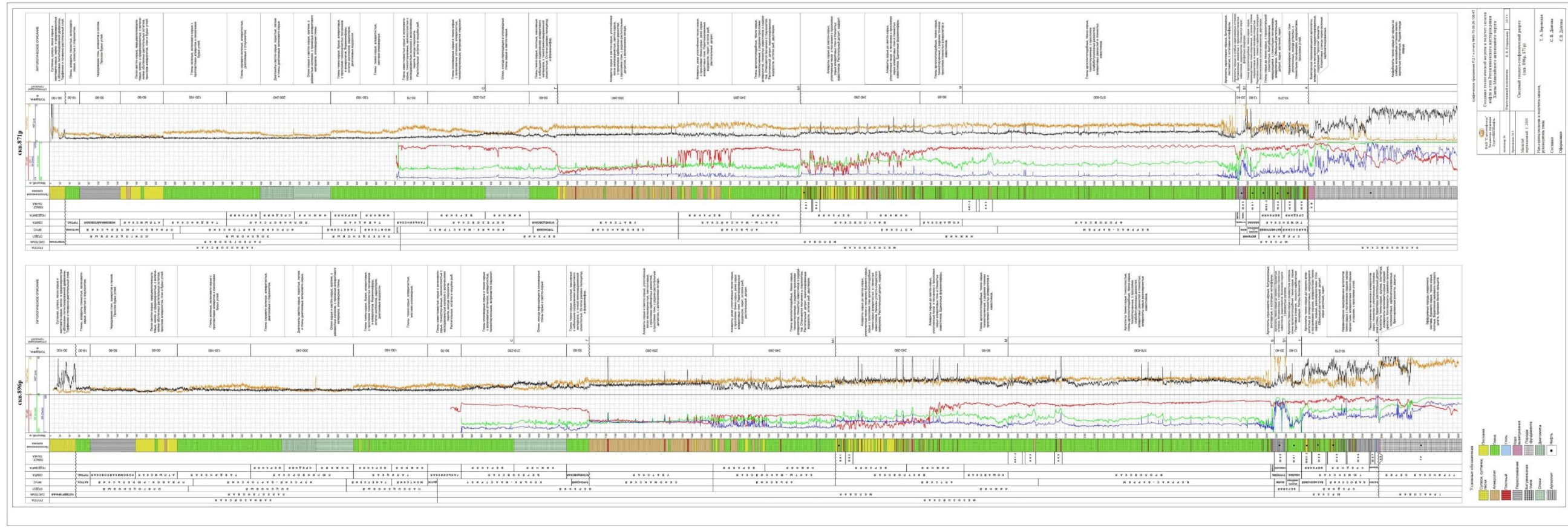
Верхнеюрский комплекс вместе с отложениями келловея на изучаемой площади представлен абалакской и нижнетутлеймской подсвитой (баженовские продуктивные отложения, далее баженовская свита). Абалакская свита сложена глинами аргиллитоподобными, темно-серыми, серыми, преимущественно тонко-отмученными, в разной степени глауконитовыми, в нижней половине слюдистыми. В верхах свиты отмечаются небольшие прослои битуминозных разностей. По всему разрезу отмечаются пиритовые стяжения, глинисто-карбонатные конкреции. В прикровельной части свиты выделяется горизонт конкреций, обогащенных глауконитом, рострами белемнитов, часто породы биотурбированы. Многочисленные остатки аммонитов, двустворок, встречаются лингулы, пиритизированные водоросли.

В отложениях абалакской свиты выделяется продуктивный пласт ЮК1. Общая толщина пласта 18,3 м, средняя эффективная нефтенасыщенная толщина – 2,6 м, коэффициент песчаности пласта – 0,14, расчленённость – 2,5.

Преимущественное распространение имеют коллекторы с эффективной емкостью, представленной вторичными пустотами – трещинами, кавернами и полостями выщелачивания по трещинам. Матрица имеет низкую пористость (1-8 %). Единичные образцы с пористостью более 10 % представлены глауконитовым аргиллитом или карбонатизированными разностями. Вынос зерна из отложений по скважинам составляет в среднем 60–65 %. По результатам лабораторных исследований в разрезе свиты межзерновых коллекторов не установлено. Повсеместно в керне отмечается присутствие «залеченных» и открытых трещин. В отдельных образцах отмечено присутствие кавернозности в карбонатных разностях пород.

К кровле абалакской свиты приурочен отражающий горизонт “Б1”.

Толщина свиты составляет 12-60 м.



**Рисунок 3.5 – Сводный геолого-геофизический разрез Рогожниковского месторождения (скв.896P, 871P)  
(по материалам ТО «СургутНИПИнефть», 2014)**

Баженовская свита согласно перекрывает отложения абалакской свиты и представлена аргиллитами чёрными со слабым коричневатым оттенком, битуминозными, землистыми, с прослоями глинистых известняков, радиоляритов. Отмечаются пирит, фосфатные конкреции, редкий растительный детрит, остатки рыб, отпечатки двустворчатых и головоногих моллюсков. В нижней подсвите выделяется пласт ЮК0 (баженовские продуктивные отложения).

Общая толщина пласта ЮК0 равна 24 м, эффективные нефтенасыщенные толщины пласта изменяются от 2 м до 6 м, коэффициент песчаности пласта составляет в среднем 0,15, расчлененность – 3,2.

К кровле баженовской свиты приурочен региональный сейсмический отражающий горизонт “Б”, являющийся одним из наиболее выдержанных сейсмостратиграфических реперов данного района исследования.

Толщина свиты составляет 18-30 м.

Меловая система подразделяется на два отдела: нижний и верхний. Нижний отдел представлен: верхнетутлеймской подсвитой, фроловской, кошайской, викуловской и ханты-мансийской свитами.

Верхнетутлеймская подсвита сложена аргиллитами коричневато-черными, битуминозными, листоватыми, с остатками ихтиофауны.

Толщина подсвиты в среднем составляет около 17 м.

Фроловская свита согласно залегает на баженовской, представлена глинами аргиллитоподобными, тёмно-серыми, тонкоотмученными, с прослоями слабобитуминозных разностей, алевроитовых разностей и глинистых известняков. В верхней части свиты выделяются пласты АК1-2 и АК3. Возраст свиты – валанжин-готерив-баррем-апт. Толщина свиты – 570-630 м.

Залежи нефти в пределах Рогожниковского месторождения локализуются на различных стратиграфических уровнях: отложений триаса (пласт ТР), тюменской (пласты ЮК2-6), абалакской (пласт ЮК1), баженовской (пласт ЮК0), викуловской (пласт ВК1) свит. Доказана нефтеносность пласта АК3 фроловской свиты. Образовавшиеся залежи характеризуются невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов по площади и разрезу, литологическими



замещениями коллекторов, наличием тектонических нарушений. По величине суммарных извлекаемых запасов нефти месторождение относится к группе крупных, по сложности геологического строения – к категории сложных.

Таким образом, на Красноленинском своде отложения абалакской свиты являются продуктивными, но вследствие несовершенства методики поиска продуктивных объектов залежь пласта ЮК1 выявлена только в районе скважины №785R, остальные скважины оказались в основном “сухими”, либо с незначительным притоком нефти (таблица 3.1). В скважине 785R при испытании интервалов глубин 2448,0-2457,0 м (а.о. -2350,4 – -2359,4 м) получен приток нефти дебитом  $69 \text{ м}^3/\text{сут}$  на 6 мм штуцере. Эффективная нефтенасыщенная толщина по данным ГИС составила 3,8 м. Испытания пласта ЮК1 производились совместно с пластом ЮК0, либо ЮК2-3.

При испытаниях пласта ЮК0 в четырех скважинах притока также не получено, однако в 15 скважинах получены безводные притоки нефти дебитом от 0,25 до  $1,8 \text{ м}^3/\text{сут}$  (таблица 3.2). В скважинах №712P, 723П, 743P, 825P, 875P и 904P получены безводные притоки нефти дебитом от  $2,7 \text{ м}^3/\text{сут}$  до  $15,0 \text{ м}^3/\text{сут}$  на штуцере 8 мм.

В результате испытания пластов фроловской свиты промышленных притоков не получено (таблица 3.3), наибольший дебит –  $1,20 \text{ т}/\text{сут}$ , был зафиксирован в скважине 790P. Получение во всех испытаниях фильтрата бурового раствора (ФБР) свидетельствует о наличии трещинных коллекторов, так как поглощать и отдавать флюиды способны только они. Поэтому особую роль при испытаниях данного объекта определило качество его вскрытия.

**Таблица 3.1 – Результаты испытаний пласта ЮК1 абалакской свиты Рогожниковского месторождения**  
(по материалам ОАО «Сургутнефтегаз»)

№ скважины	Пласт	Интервал, м	Диаметр штуцера, мм	Дебит нефти, т/сут	Пластовое давление, МПа	Депрессия, МПа	Температура пласта, °С	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	Динамический уровень, м	Характеристика притока
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
722R	ЮК0+ЮК1	2480-2518		0						
746R	ЮК0+ЮК1	2408-2448		0						
747P	ЮК0+ЮК1	2524-2550		0					1218,9	
748R	ЮК0+ЮК1	2521-2571		0						ФБР Q= 0,05 м3/сут
749R	ЮК0+ЮК1	2486-2532		0						
		2512-2532		0						
755R	ЮК0+ЮК1	2512-2544		0,4			103,0		1120,6	
		2536-2538		0,4			103,0		1120,6	
		2541-2544		0,4			103,0		1120,6	
756R	ЮК0+ЮК1	2398-2436		0						
		2427-2436		0						
785R	ЮК2+3 +ЮК1	2468-2477	4	46,0	27,7			105		
		2483-2489	4	46,0	27,7			105		
		2495-2501	4	46,0	27,7			105		
		2448-2457	8	144,0				112		
		2468-2477	8	144,0				112		
		2483-2489	8	144,0				112		
		2495-2501	8	144,0				112		
		2448-2457	6	69,0	23,8		107,9	86		
786R	ЮК0+ЮК1	2452,5-2486		0		17,9				ФБР с нефтью Q=0,65 м3/сут
787R	ЮК1	2433-2458		0						ФБР с нефтью Q=1,6 м3/сут
789R	ЮК0+ЮК1	2502-2541		0		14,7				БР Q=0,74 м3/сут
		2500-2541		0		15,9				БР с нефтью Q=1,7 м3/сут
	ЮК1	2532-2540		0,6			99,0		1259,0	
792P	ЮК1	2501-2522		0						
793R	ЮК1	2542-2556		0,7			102,3		1146,8	
794R	ЮК1	2415-2436,5		0			105,0			
	ЮК0+ЮК1	2393-2436,5		0			104,0			
795R	ЮК1	2510-2531		0						ФБР Q=0,12 м3/сут
796R	ЮК0+ЮК1	2493-2533		0						
	ЮК1	2530-2540		0,2			98,8		1159,2	
797P	ЮК0+ЮК1	2488-2510		1,1			107,6		1155,0	
798R	ЮК0+ЮК1	2428-2472		0						
799R	ЮК0+ЮК1	2371-2438		0						
828R	ЮК0+ЮК1	2494-2528		0,4			96,0		1164,5	
871R	ЮК0+ЮК1	2491-2523		0						газированный БР с нефтью Q=7,3 м3/сут
		2478-2510		0,5			103,0		1188,0	
		2478-2518		0,7			103,0		1222,5	
896R	ЮК0+ЮК1	2558-2611		0						ФБР с нефтью Q=0,19 м3/сут
		2558-2594		0						
904R	ЮК0+ЮК1	2381-2415		4,0			100,5		1181,5	
		2419-2422		4,0			100,5		1181,5	
906R	ЮК0+ЮК1	2420-2469		0		13,1				ФБР с пленкой нефти дебитом 3,59 м3/сут
		2424-2463		0,3					1307,0	
		2489-2492		1,7			105,4		1247,0	
		2470-2500	1,68	1,7						

БР – буровой раствор

ФБР – фильтрат бурового раствора

**Таблица 3.2 – Результаты испытаний пласта ЮК0 баженовской свиты Рогожниковского месторождения**  
(по материалам ОАО «Сургутнефтегаз»)

№ сква- жины	Пласт	Интервал, м	Дебит нефти, т/сут	Пластовое давление, МПа	Депрессия, МПа	Температура пласта, °С	Динамический уровень, м	Характеристика притока
1	2	3	4	5	6	7	8	9
712R	ЮК0	2422-2456	15,0		0,9	82,0		
714P	ЮК0+ЮК2-4	2455-2561	0					газ с проявлени- ями нефти
714P	ЮК0	2456-2472	0	25,3		55,0		сухо
722R	ЮК0+ЮК1	2480-2518	0					сухо
723P	ЮК0	2445-2477	4,8				1191,0	
735P	ЮК0	2435-2461	0			105,0		сухо
737P	ЮК0	2458-2488	1,1	30,1		101,0	908,0	
739R	ЮК0	2474-2495	1,2			99,0	1018,0	
740R	ЮК0	2468-2513	0,5			98,0	1098,0	
741R	ЮК0	2520-2571	0,5			103,0	1148,5	
742R	ЮК0	2490-2503	0,5			106,0	959,5	
743R	ЮК0	2489-2524	6,0			105,6	720,0	
745R	ЮК0	2437-2477	0,5			103,7	791,5	
746R	ЮК0+ЮК1	2408-2448	0					сухо
747P	ЮК0+ЮК1	2524-2550	0				1218,9	
748R	ЮК0+ЮК1	2521-2571	0					ФБР Q= 0,05 м3/сут
749R	ЮК0+ЮК1	2486-2532	0					сухо
750R	ЮК0	2418-2461	0,4			93,2	648,1	
751R	ЮК0	2525-2563	0,3			99,1	290,2	
752P	ЮК0	2416-2440	0,6			103,0	1120,6	
755R	ЮК0+ЮК1	2512-2544	0,4			103,0	1120,6	
756R	ЮК0+ЮК1	2398-2436	0					сухо
757R	ЮК0	2396-2433	0,3			103,6	1005,4	
758R	ЮК0	2512-2541	0,5			102,7	863,0	
780R	ЮК0	2395-2439	0,4			95,9	1034,6	
781R	ЮК0	2495-2536	7,6	33,4		104,0	649,5	
783R	ЮК0	2441-2474	0,2			100,3	278,5	
784R	ЮК0+ЮК1	2462-2501	0			110,8		сухо
785R	ЮК0	2429-2440	0					сухо
786R	ЮК0+ЮК1	2452-2486	00		17,9			ФБР с нефтью Q=0,65 м3/сут
789R	ЮК0+ЮК1	2500-2541	0		15,9			БР с нефтью Q=1,7 м3/сут
789R	ЮК0	2508-2525	0,5			98,0	1086,0	
790P	ЮК0+ЮК1	2440-2465	1,0			107,1	1130,2	
791P	ЮК0	2490-2531	0,2			102,5	1130,4	
792P	ЮК0	2479-2522	0			102,0		сухо
793R	ЮК0	2506-2538	0,3			101,0	1187,0	
794R	ЮК0+ЮК1	2393-2436	0			104,0		сухо
795R	ЮК0	2487-2508	0,4			107,0	1058,5	
796R	ЮК0+ЮК1	2493-2533	0					сухо
797P	ЮК0+ЮК1	2488-2510	1,1			107,6	1155,0	
798R	ЮК0+ЮК1	2428-2472	0					сухо
799R	ЮК0+ЮК1	2371-2438	0					сухо
826	ЮК0+ЮК1	2564-2588	0,4				1026,5	
827P	ЮК0	2434-2455	0,4			103,0	348,5	
828R	ЮК0+ЮК1	2494-2528	0,4			96,0	1164,5	
871R	ЮК0+ЮК1	2478-2518	0,7			103,0	1222,5	
873R	ЮК0+ЮК1	2522-2544	5,5			105,3	877,5	
875R	ЮК0+ЮК1	2389-2411	3,9			105,3	1089,0	
876R	ЮК0	2423-2470	0					ФБР с примесью нефти и газом Q=1,2 м3/сут
877R	ЮК0+ЮК1	2486-2514	0,3				1160,2	
896R	ЮК0+ЮК1	2558-2611	0					ФБР с нефтью Q=0,19 м3/сут
904R	ЮК0+ЮК1	2381-2422	4,0			100,5	1181,5	
906R	ЮК0+ЮК1	2424-2463	0,3				1307,0	
907R	ЮК0+ЮК1	2470-2480	1,7			105,4	1247,0	
907R	ЮК0+ЮК1	2489-2492	1,7			105,4	1247,0	
907R	ЮК0+ЮК1	2496-2500	1,7			105,4	1247,0	

**Таблица 3.3 – Результаты испытаний пластов АК3 фроловской свиты Рогожниковского месторождения  
(по материалам ОАО «Сургутнефтегаз»)**

№ скважины	Пласт	Интервал, м	Дебит нефти, т/сут	Депрессия, МПа	Температура пласта, °С	Динамический уровень, м	Комментарии
1	2	3	4	5	6	7	8
722R	АК3	1943-2050	0	12,1			ФБР дебитом 0,05 м3/сут
746R	АК3	1850-1924	0				ФБР Q=0,1 м3/сут
747P	АК3	1960-2001	0				ФБР Q=1,2 м3/сут
748R	АК3	1962-2023,2	0				ФБР Q= 0,25 м3/сут
749R	АК3	1935-1946	0				Сухо
756R	АК3	1900,6-1915,6	0,4		77,5	1214,4	ГРП, Qнефть+гель=1,1 м3/сут
786R	АК3	1937-2010	0	13,9			ФБР с пленкой нефти Q=0,42 м3/сут
787R	АК3	1916-2041,2	0				ФБР Q=0,23 м3/сут
789R	АК3	1981-1989	0,3		71,0	1032,5	
790P	АК3	1958-1969	1,2		82,7	1247,5	
792P	АК3	2004-2014	0		77,3		Сухо
797P	АК3	1975-2040	0				БР Q=0,01 м3/сут
799R	АК3	1845-1937,8	0				ФБР без признаков нефти
828R	АК3	1970-1983	0,2		66,0	1158,4	
870R	АК3	1956-1967	0,4		80,4	1129,0	
871R	АК3	1960-1967	0,4		86,0	1154,5	
873R	АК3	2001-2005	0				сухо
875R	АК3	1882,4-1969,4	0				ФБР Q=1,7 м3/сут
876R	АК3	1923,5-2018,2	0				ФБР Q=0,1124 м3/сут
877R	АК3	1934-2008	0				БР Q=0,0453
896R	АК5	2100-2114	0,3			1231,0	
896R	АК3	2051-2060	0,5			1186,8	
905R	АК3	2002-2089,2	0	12,7			ФБР дебитом 0,04 м3/сут
905R	АК3	2016-2027	0				сухо

БР – буровой раствор

ФБР – фильтрат бурового раствора

В эксплуатацию залежи пласта ЮК1 за все время введены две скважины (785R и 3054) и два боковых ствола (785RV4 и 3771V1), характер их работы указан в таблице 3.4. В целом входные параметры характеризуются высокими дебитами и низкой входной обводненностью.

**Таблица 3.4 – Данные по разработке абалкской свиты (пласт ЮК1)  
Рогожниковского месторождения  
(по материалам ОАО «Сургутнефтегаз»)**

Скважина	Дата ввода	Пласт	Входной дебит, т/сут	Накопленная добыча, т	Входная обводненность, %
1	2	3	4	5	6
785R	2006	ЮК1	46,0	5 960	3,5
3054	2006		0	0	100
785RV4	2009		16,1	8 191	3,6
3771V1	2014		19,1	1 196	9,4

Разработка залежи пласта ЮК0 ведется одной скважиной №825, начальным дебитом 10,0 т/сут, с входной обводненностью 54,6 % и накопленной добычей 5455 т (таблица 3.5).

**Таблица 3.5 – Данные по разработке баженовской свиты (пласт ЮК0)  
Рогожниковского месторождения  
(по материалам ОАО «Сургутнефтегаз»)**

Скважина	Дата ввода	Пласт	Входной дебит, т/сут	Накопленная добыча, т	Входная обводненность, %
1	2	3	4	5	6
825	2012	ЮК0	10,0	5 455	54,6

При первичном исследовании керна пласта АК1-3 разных разведочных площадей в тонких слабослюдистых глинах преимущественно низов фроловской свиты неоднократно отмечалось наличие «выпотов нефти по плоскостям напластования и в мелких трещинах, параллельных слоистости» или «запах УВ», а также выделение пузырьков газа. По-видимому, нефть в отложениях находится в «тонкодисперсном виде» - в мельчайших порах и микротрещинах. Вследствие этого глины фроловской свиты относятся к потенциально перспективным [101].



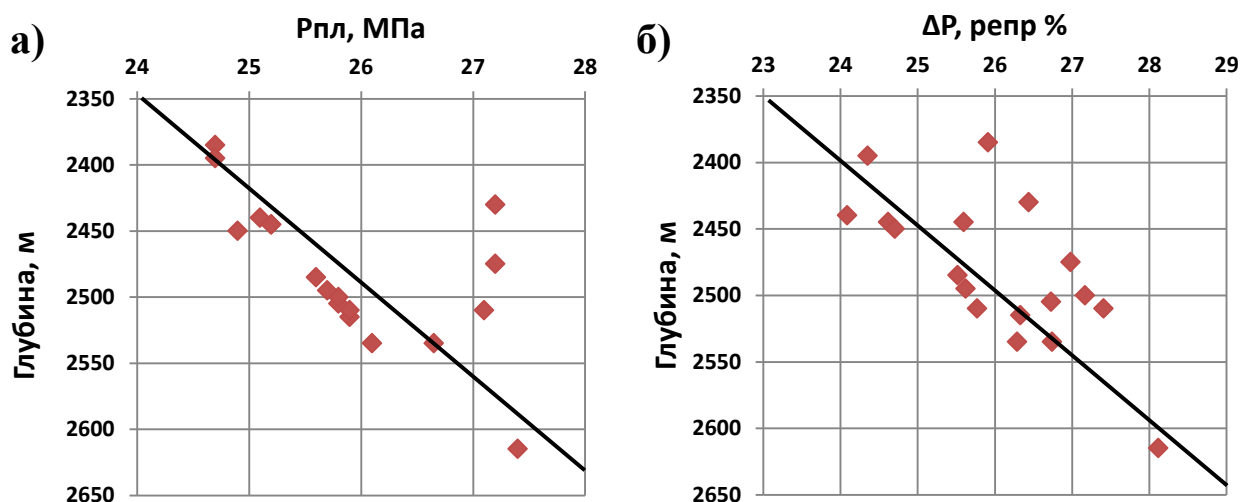
Оценим влияние качества вскрытия пласта ЮК1 на получение промышленных притоков нефти. Определяющим фактором ухудшения ФЕС коллекторов при бурении скважин является репрессия, создаваемая промывочными жидкостями, а также продолжительность воздействия ее на пласт [109]. Из таблицы 3.6, следует, что при бурении 18 разведочных скважин использовали раствор высокой плотности до  $1,2 \text{ г/см}^3$ , а репрессии достигали 24-28 %. Вследствие этого высока вероятность кольматации трещин ПЗП и снижение коллекторских свойств, что иллюстрирует рисунок 3.6а,б.

**Таблица 3.6 – Анализ эффективности испытаний пласта ЮК1 Рогожниковского месторождения**  
(выполнил А.А.Томилов, 2015 по материалам ОАО «Сургутнефтегаз»)

Скв.	Интервал, м	Литология	Текущее пластовое давление, атм	Плотность бурового раствора, $\text{г/см}^3$	$\Delta P$ репр, %	Результаты испытаний
						Дебит, т/сут / Характеристика притока
1	2	3	4	5	6	7
722R	2535-2580	Плотный, глина	26,6	1,16	26,74	0
755R	2515-2545	Плотный, глина	25,9	1,15	26,33	0,4
756R	2385-2425	Битуминозная глина	24,7	1,19	25,91	0
782R	2440-2460	Плотный, глина	25,1	1,09	24,09	ФБР с нефтью Q=1,6 м3/сут
784R	2445-2455	Плотный, глина	25,2	1,15	25,6	-
787R	2445-2475	Глина, алевролит	25,2	1,11	24,62	ФБР с нефтью Q=1,6 м3/сут
789R	2505-2535	Плотный, глина	25,8	1,17	26,73	БР с нефтью Q=1,7 м3/сут
790P	2485-2510	Плотный, глина	25,6	1,13	25,52	-
795R	2500-2525	Плотный, глина	25,8	1,19	27,17	ФБР Q=0,12 м3/сут
799R	2450-2470	Глина	24,9	1,11	24,71	0
828R	2510-2535	Плотный	25,9	1,13	25,77	0,43
871R	2495-2520	Плотный, глина	25,7	1,13	25,62	Газированный БР с нефтью Q=7,3 м3/сут
873R	2535-2560	Плотный, глина	26,1	1,14	26,29	-
875R	2395-2420	Глина	24,7	1,12	24,35	-
896R	2615-2655	Глина, алевролит, песчаник	27,4	1,18	28,12	ФБР с нефтью Q=0,19 м3/сут
904R	2430-2455	Плотный	27,2	1,2	26,44	4
906R	2475-2495	Плотный	27,2	1,2	26,98	ФБР с пленкой нефти дебитом 3,59 м3/сут
907R	2510-2565	Плотный	27,1	1,2	27,41	1,68

БР – буровой раствор

ФБР – фильтрат бурового раствора



**Рисунок 3.6 – Характеристика качества вскрытия продуктивных отложений.**  
 (выполнил А. А. Томилов, 2015 по материалам ОАО «Сургутнефтегаз»)  
 а – распределение пластового давления по глубине; б – величина репрессии  
 в интервалах испытаний

В связи с тем, что в абалакской свите не проводились исследования по определению скин-эффекта, а по вышележащему пласту ЮКО величина определена в одной скважине (равная 3,90), в совокупности с вышеизложенным это свидетельствует о высокой степени гидродинамического несовершенства скважин в данных интервалах глубин. Как показывает практика [109, 112] оптимальная величина репрессии при поисково-разведочных работах будет составлять 5-10 % от пластового давления, при плотности бурового раствора 1,05-1,1 г/см<sup>3</sup>.

### 3.2. Обоснование перспективных площадей по сейсморазведочным работам

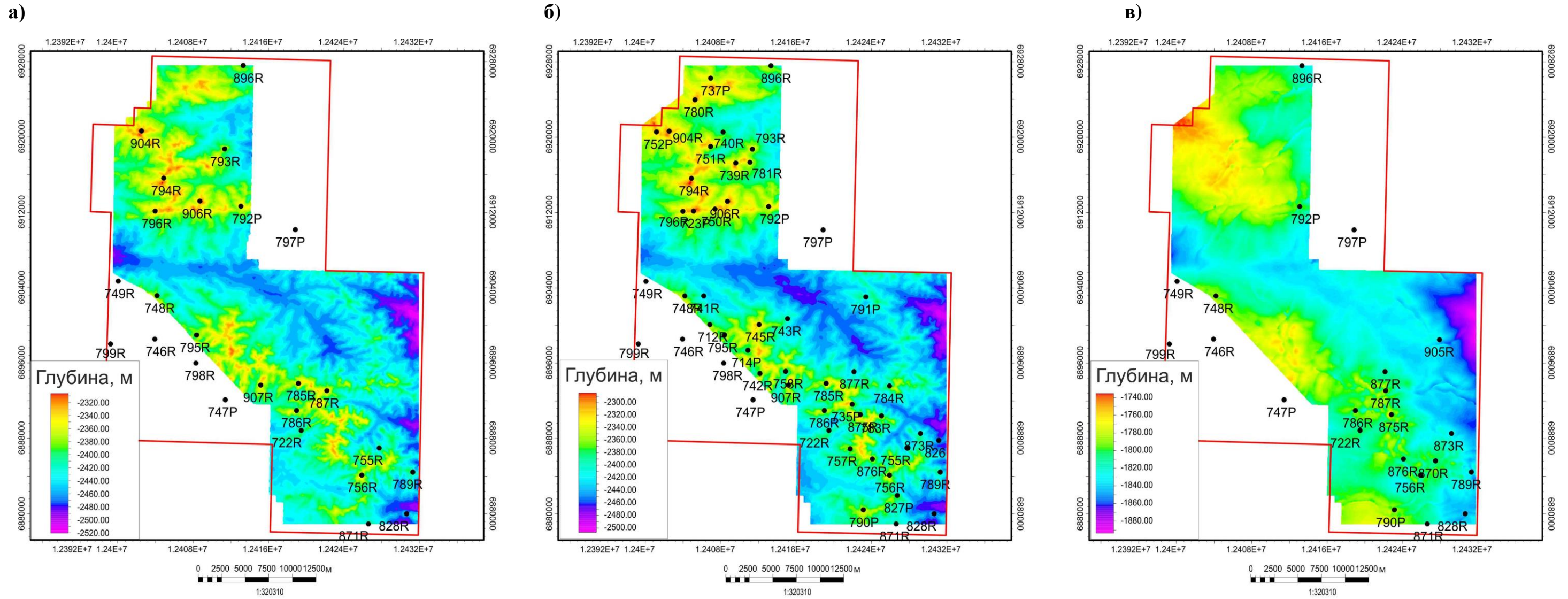
В пределах Рогожниковского лицензионного участка были проведены сейсморазведочные работы МОВ ОГТ 3D масштаба 1:25000. Выделены отражающие горизонты приуроченные к кровле продуктивных отложений и построены поверхности: кровли доюрского основания - отражающий сейсмический горизонт А (ОГ «А»), кровли тюменской свиты - отражающий сейсмический горизонт «Т» (ОГ «Т»), кровли абалакской свиты - отражающий горизонт «Б1» (ОГ «Б1»), кровли баженовской свиты - отражающий горизонт «Б» (ОГ «Б»), кровли фроловской

свиты (ОГ “М”), кровли викуловской свиты - отражающий горизонт “М1” (ОГ “М1”).

Исследуемые пласты ЮК1, ЮК0 и АК1-3 по данным на 2015 год вскрыты транзитным фондом из 748 скважин. Для решения поставленной задачи подбора кандидатов скважин для опробования, использован программный комплекс Petrel от компании Schlumberger, позволяющий систематизировать всю исходную информацию по геологии, геофизике, разработке месторождения в одном проекте и обрабатывать ее многочисленными инструментами и встроенными процессами.

На первом этапе в программу загружена вся исходная информация по Рогожниковскому месторождению в географической системе координат 1942 г. (СК-42), в 12 координатной зоне: координаты устья с альтитудами скважин, данные инклинометрии, относительные отметки кровли и подошвы продуктивных пластов ТР, ЮК2-5, ЮК1, ЮК0 и АК1-3, выделенные по комплексу ГИС. Загружены результаты интерпретации сейсморазведочных работ - сейсмический куб 3D по Рогожниковскому лицензионному участку, а также поверхности отражающих горизонтов “А”, “Т”, “Б1”, “Б”, “М”, “М1”. Далее импортированы каротажные кривые геофизических исследований скважин.

Следующим шагом после инициализации построены структурные поверхности кровли пластов ЮК1, ЮК0 и АК1-3 (рисунок 3.7), используя данные геофизических исследований скважин и сейсморазведки. В связи с унаследованной структурой осадочного чехла в качестве тренда использованы кровли ближайших реперных сейсмического горизонтов - тюменской свиты (ОГ “Т”), баженовской свиты (ОГ “Б”) и фроловской свиты (ОГ “М”). Пользуясь полученной поверхностью, рассчитаны углы падения многочисленных складок (рисунок 3.8).



Условные обозначения

-  Границы лицензионного участка
-  Скважины с испытаниями

**Рисунок 3.7 – Структурные поверхности кровли пластов  
(а) ЮК1, (б) ЮК0, (в) АК1-3  
(выполнил А. А. Томилов, 2015 по материалам ОАО «Сургутнефтегаз»)**



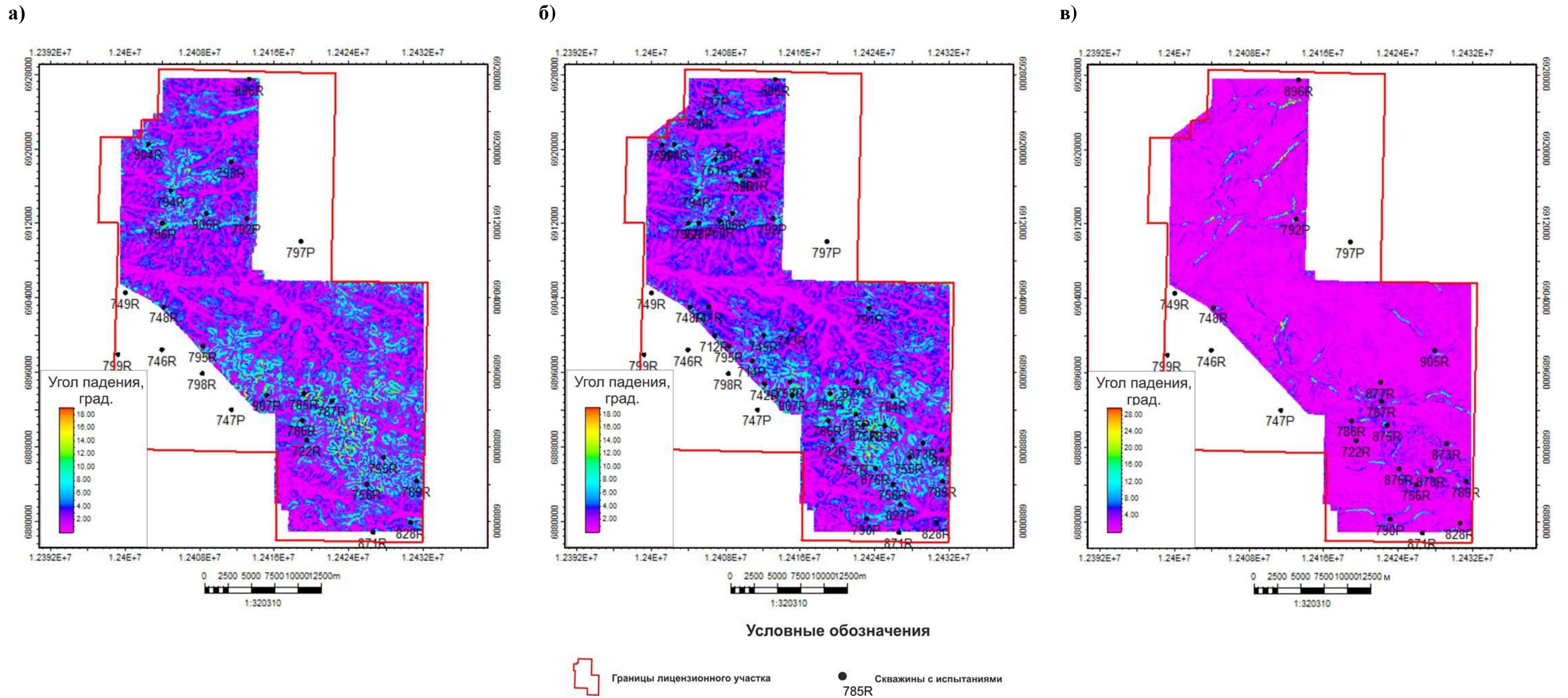


Рисунок 3.8 – Карты углов падения положительных структур между поверхностью кровли пластов (а) ЮК1, (б) ЮК0, (в) АК1-3 и горизонтальной плоскостью (выполнил А. А. Томилов, 2015 по материалам ОАО «Сургутнефтегаз»)

Анализируя полученные карты, видно, что углы падения складок пластов ЮК1 и ЮК0 изменяются от  $0^\circ$  до  $18^\circ$ , для пласта АК1-3 до  $28^\circ$  в связи с выполаживанием структуры. Карты наглядно иллюстрируют зоны максимального стресса, так как наибольшим стрессом будут подвержены сводовые части складок и переклинали, где имеются все условия для поступления и аккумуляции УВ, а значит повышенной перспективности. Зоны с углами падения от  $4^\circ$  выделены для каждого пласта и оконтурены для последующего учета в выделении перспективных участков пластов ЮК1, ЮК0 и АК1-3.

Для выявления причин, по которым испытания исследуемых автором объектов в целом были безуспешные, по сейсмическому разрезу линии скважин 700P-796R-3050-1019-1025-1058-1583-1658-2237-755R-1909-1957-1811 выделены зоны деструкции (рисунок 3.9). Рисунок иллюстрирует зависимость накопленной добычи скважин от прохождения их вблизи выделенных зон, которые по фактическим данным разработки основных продуктивных пластов Рогожниковского месторождения представляют собой проводящие и непроводящие каналы разгрузки УВ в соответствующие пласты. Вследствие этого и исследуемые объекты ЮК1, ЮК0 и АК1-3 также будут продуктивны при наличии СЗД.

Из истории разработки залежей Рогожниковского месторождения выделяются скважины, с максимальной накопленной добычей нефти по месторождению. Например скважина 755R с накопленной добычей нефти – 117 тыс. т и дебитом до 103 т/сут, пласт ВК1. В связи с доказанным разломно-блоковым строением фундамента месторождения, по результатам сейсморазведки 3D (рисунок 3.9) наблюдается прохождение траекторий скважины вблизи зон разуплотнения, а также активного развития в ее окрестностях дизъюнктивной тектоники, разорвавшей мощные реперные горизонты и затухающей в меловых отложениях. Следовательно зоны разуплотнения определяют пути вертикальной миграции УВ в большой резервуар викуловской свиты - пласт ВК1, откуда получена столь большая для данного месторождения накопленная добыча нефти.



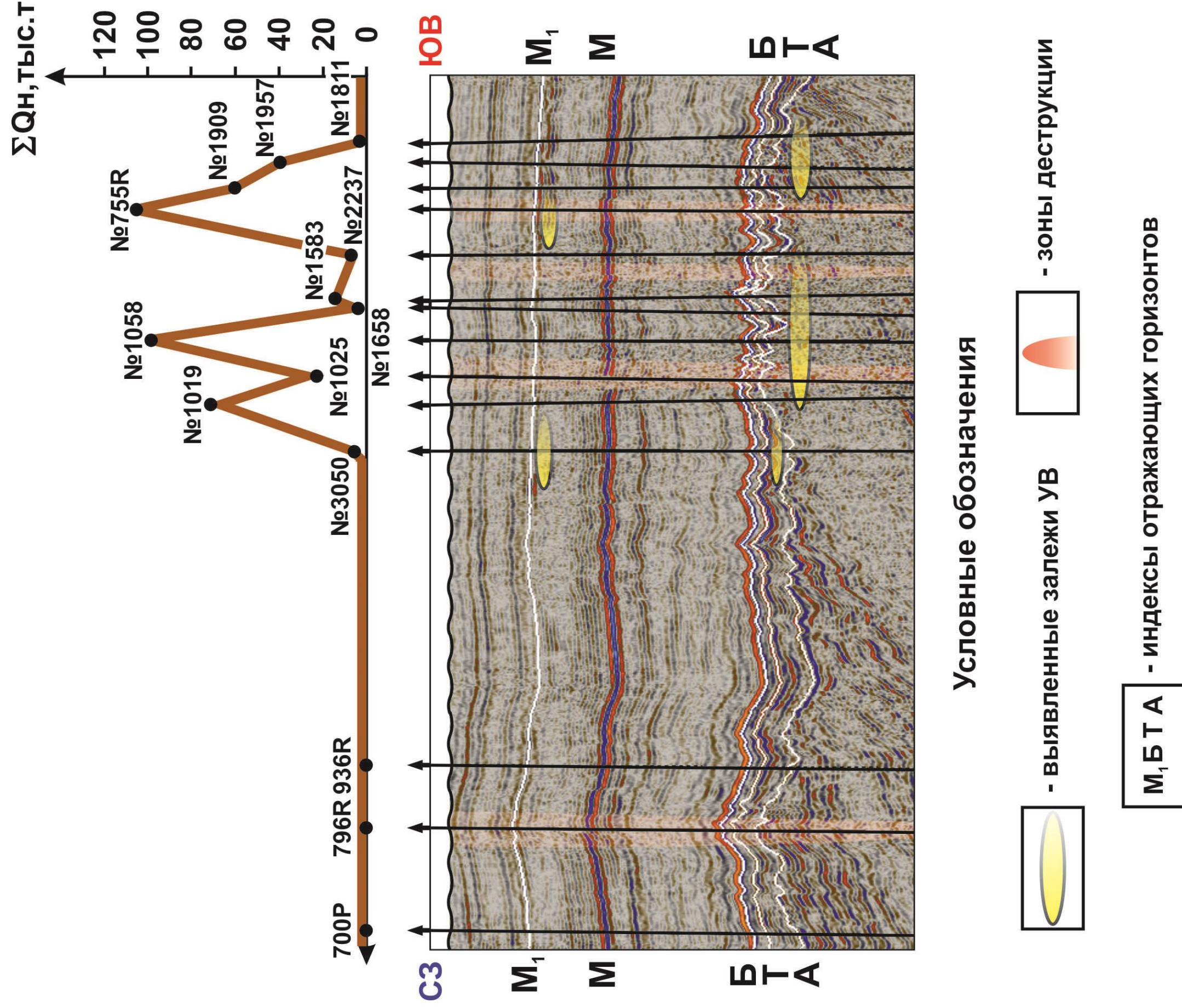
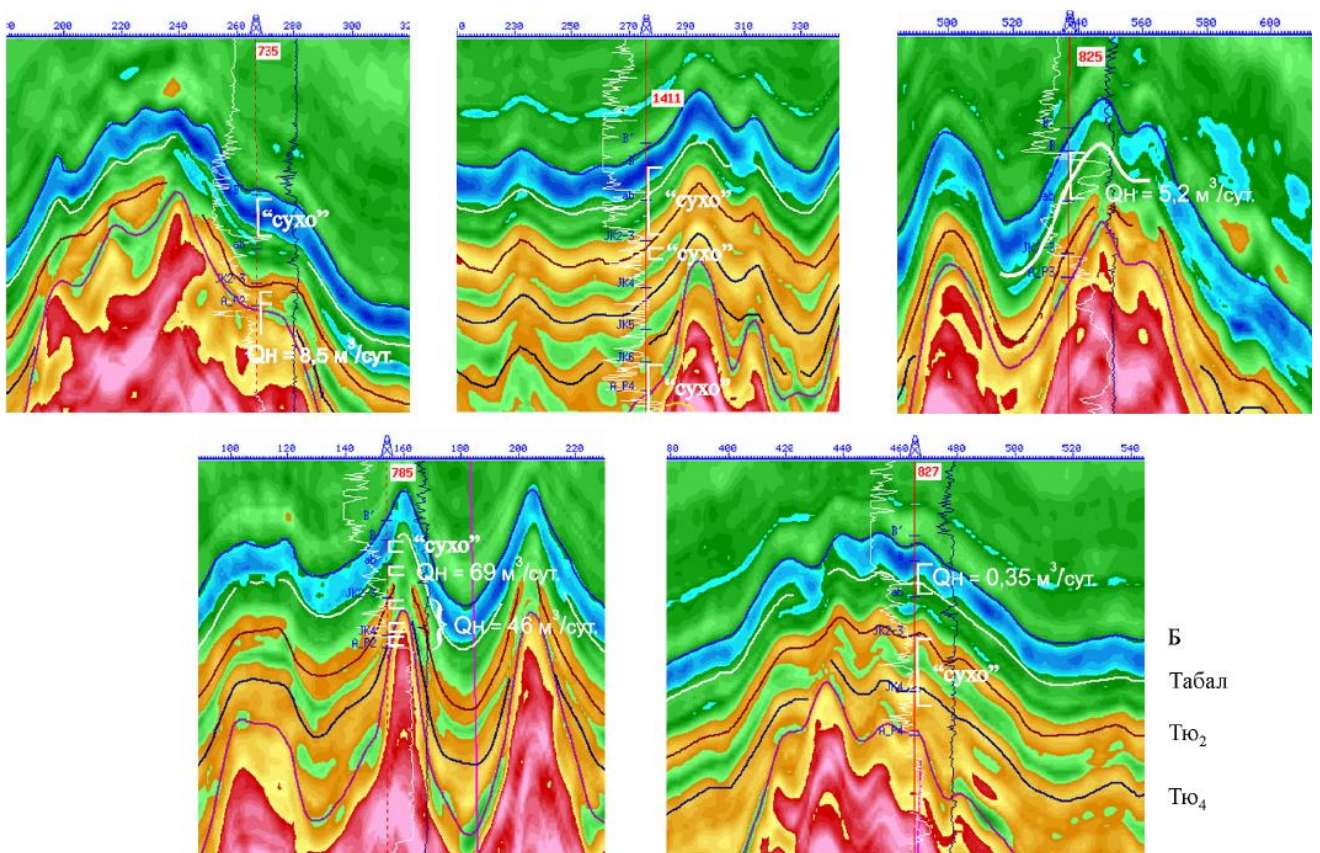


Рисунок 3.9 – Обоснование разуплотненных зон  
 (а) график накопленной добычи нефти по скважинам, (б) временной разрез с участками зон деструкции  
 Рогожниковского месторождения по линии скважин (СЗ-ЮВ)  
 (выполнил А. А. Томилов, 2015 по материалам ОАО «Сургутнефтегаз»)



С другой стороны на разрезе представлены залежи, вскрытые непродуктивными скважинами (скважины 700Р, 796Р, 936Р), либо низкопродуктивными (скважины 3050, 1025, 1658, 1583, 2237) несмотря на прохождении вблизи данных скважин СЗД. Таким образом, чрезвычайно важно использование дистанционных методов (геохимической съемки).

Анализ временных и ПАК разрезов (разрез псевдоакустической жесткости) в районе продуктивных и непродуктивных по верхней юре скважин также наглядно показал (рисунок 3.10), что в области «сухих» скважин верхнеюрская часть характеризуется относительно спокойной волновой картиной, а в районе продуктивных – существенно более сложной, свойственной разуплотнению пород. Указанные особенности позволяют предположить, что перспективными зонами формирования ловушек в абалакских глинах будут участки, характеризующиеся пониженной когерентностью кровли среднеюрских отложений (ОГ «Т») [101].



**Рисунок 3.10 – Сравнительная характеристика ПАК разрезов в районе продуктивных и «сухих» скважин на J3 (по Т. А. Цимбалюк и др., 2005)**

Поскольку когерентность сейсмической записи отображает степень согласованности волн друг с другом по фазе, расстройство которой свидетельствует о существовании поверхностей несогласия и разрывной тектоники, а активизация дизъюнктивной тектоники юрско-неокомского возраста способствовала трещиноватости пород не только верхнеюрского, но и даже мелового комплекса. Поэтому относительно залежей баженовских и фроловских отложений, пониженная когерентность подстилающих отложений также может характеризовать наиболее перспективные участки.

Поэтому на следующем этапе построены карты амплитуд и когерентности (рисунок 3.11) по каждому отражающему горизонту “А”, “Т”, “Б” и “М”. В качестве исходных данных был внесен сейсмический куб и сейсмические поверхности ОГ “А”, ОГ “Т”, ОГ “Б”, ОГ “М”. С учетом анализа сейсмических разрезов на картах выделены зоны разуплотнения по латерали, которым соответствуют ослабленные амплитуды сейсмической записи и пониженные значения когерентности.

В итоге, на результирующую карту нанесены контуры максимального стресса, контуры зон разуплотнения, а также скважины с проведенными испытаниями и эксплуатационные скважины. Таким образом получена карта перспективности абалакской свиты пласта ЮК1 (рисунок 3.12), аналогичные построения были проведены по пластам ЮК0 (рисунок 3.13) и АК1-3 (рисунок 3.14).

Далее произведена оценка достоверности полученных карт - проанализирована сходимость с фактическими данными эксплуатации и испытаний скважин. Карта перспективности пласта ЮК1 (рисунок 3.12) хорошо коррелируется с работой всех эксплуатационных скважин: 785R, 785RV4, 3054 и 3771V. Скважины 785R, 785RV4 и 3771V по которым получены промышленные притоки нефти, вошли в полученный контур. Скважина 3054 (в которой отсутствует приток) проходит за его пределами, так же как и остальные скважины по которым не получено промышленных притоков нефти в ходе испытаний (таблица 3.1).



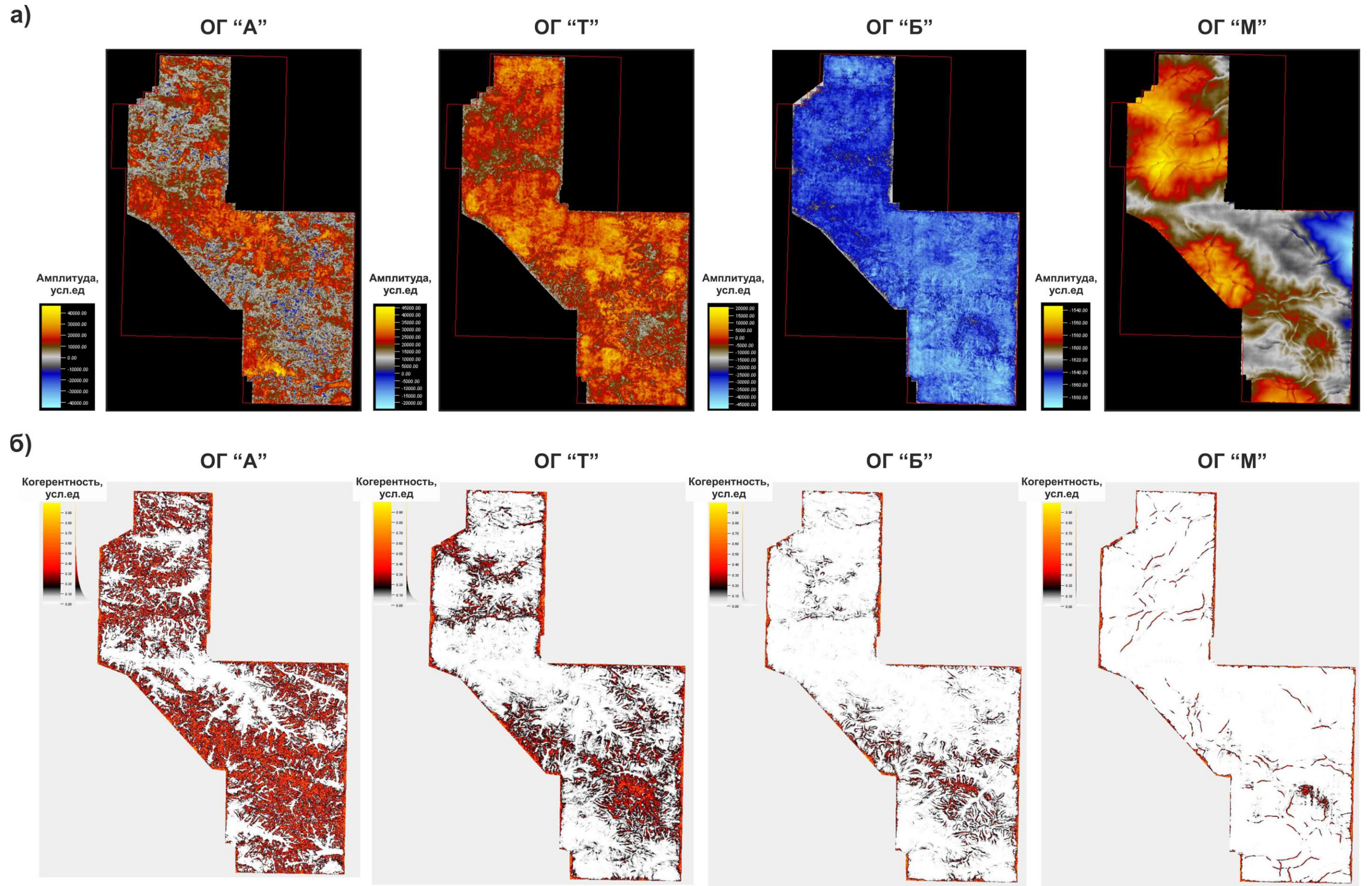


Рисунок 3.11 – Карты амплитуд (а) и когерентности (б) по отражающим горизонтам Рогожниковского месторождения  
(выполнил А. А. Томилов, 2015 по материалам ОАО «Сургутнефтегаз»)

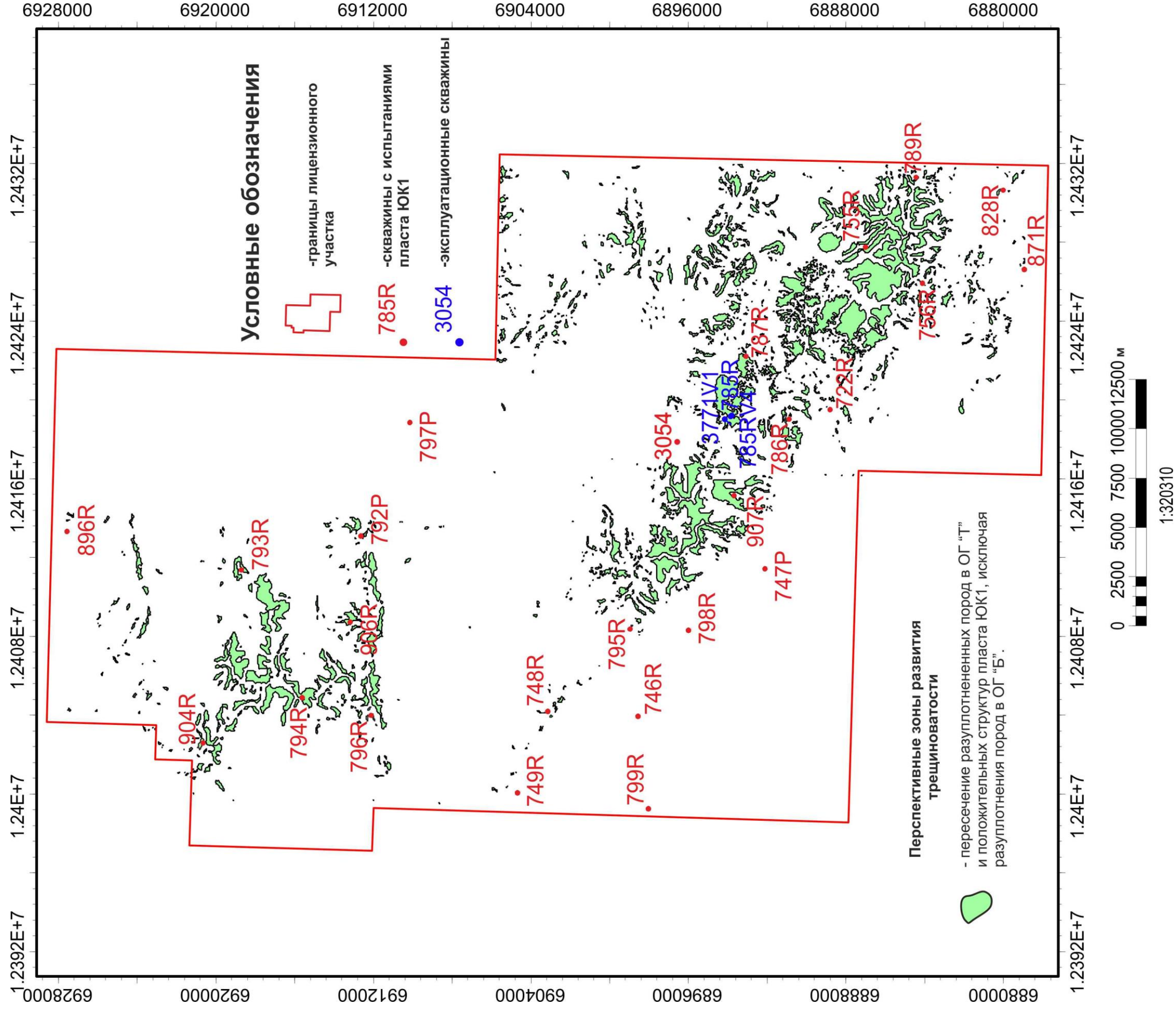
Скважина 904R Северной залежи, с незначительным притоками нефти в ходе испытаний (4 т/сут), проходит только зону разуплотнения, а структурные особенности пласта, по всей видимости, не способствовали скоплению промышленных запасов нефти.

Карта перспективности пласта ЮКО (рисунок 3.13) хорошо коррелируется с работой эксплуатационной скважины 825, но на северной залежи скважины 723R, 906R, 739R с дебитами при испытаниях 4,8 т/сут, 0,38 т/сут и 1,188 т/сут соответственно, вошли в полученные контуры перспективности, а на южной залежи – 789R 0,74 т/сут, 785R – “сухо”, 745R – 0,5 т/сут. Данные отклонения от полученных результатов могут быть связаны с многими факторами: первоочередное введение в разработку залежей пласта TP на Северной залежи и пласта BK1 на Южной залежи, некачественное вскрытие пласта, зоны СЗД могли быть залеченными, либо УВ могли и вовсе выйти на поверхность.

Ни одна из разведочных скважин, с испытаниями пласта АК1-3 не попала в выделенные перспективные зоны фроловской свиты в связи с тем, что данные зоны очень узкие, сильно вытянуты и разветвлены по латерали (рисунок 3.14). Поскольку при испытаниях не было получено промышленных притоков нефти то полученные результаты построений можно считать верными, до проведения дополнительных исследований по опробованию пласта АК1-3.

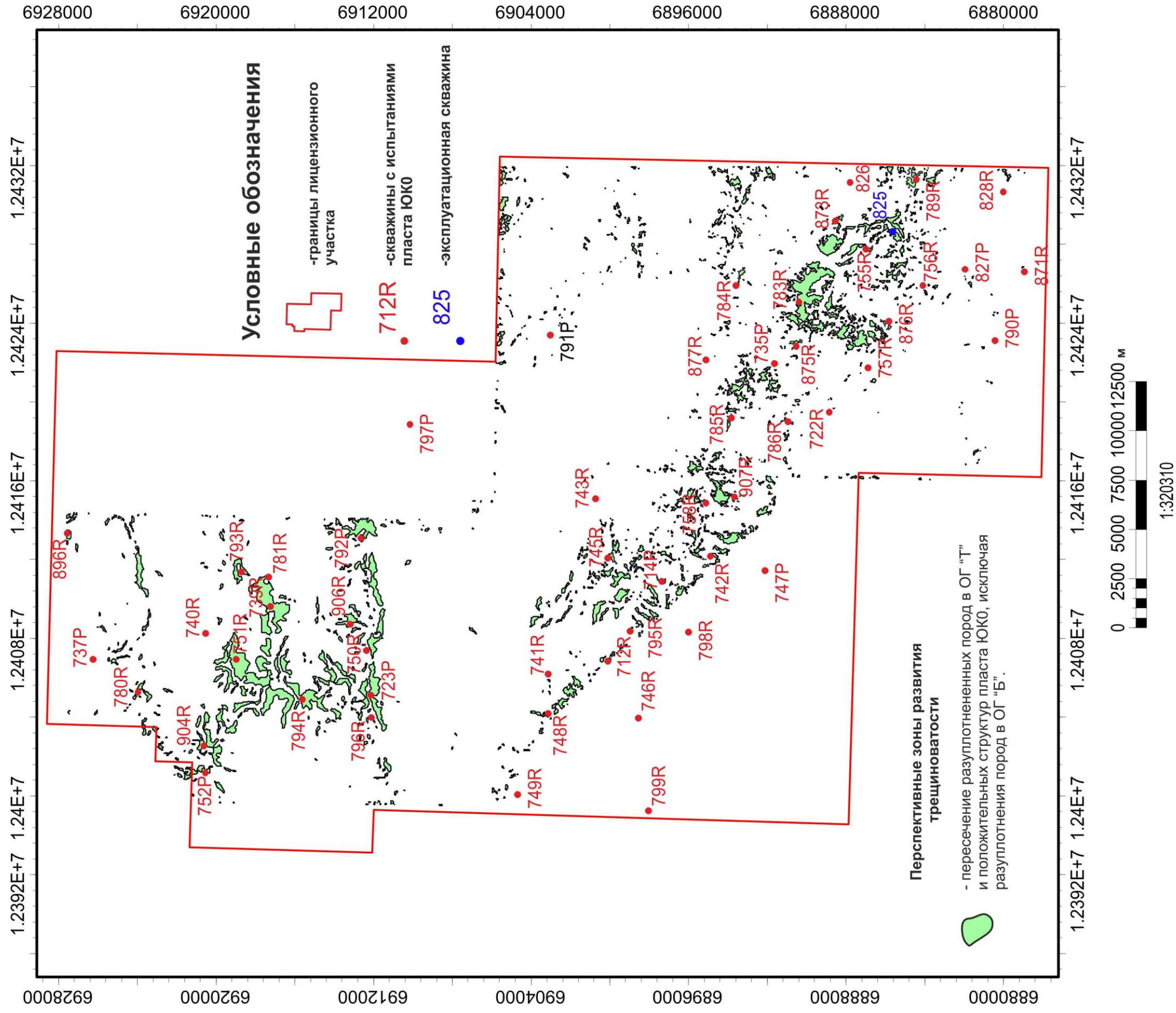
Из транзитного фонда выделены траектории скважин, проходящие перспективные зоны, данные содержат точные координаты пластопересечения, а также абсолютные и относительные глубины кровли и подошвы пластов. Необходимо отметить, что наиболее предпочтительными будут скважины-кандидаты проходящие наиболее протяженные по латерали перспективные участки, что обеспечит оптимальную подпитку с удаленных зон и продлит время работы скважин.



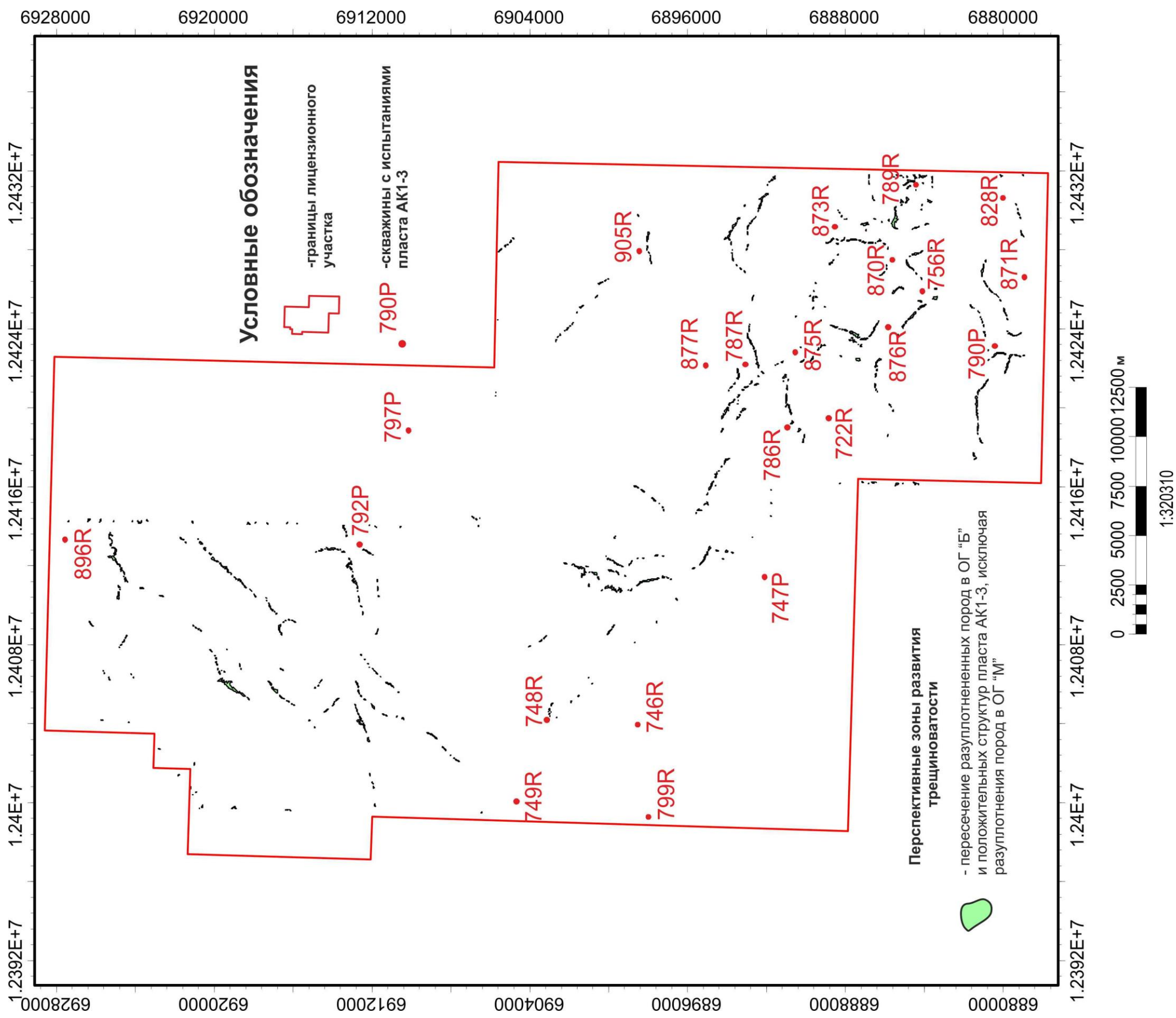


**Рисунок 3.12 – Карта перспектив нефтеносности абалакской свиты пласта ЮК1  
Рогожниковского месторождения  
(выполнил А. А. Томилов, 2015)**





**Рисунок 3.13 – Карта перспектив нефтеносности баженовской свиты пласта ЮКО  
Рогожниковского месторождения  
(выполнил А. А. Томилов, 2015)**

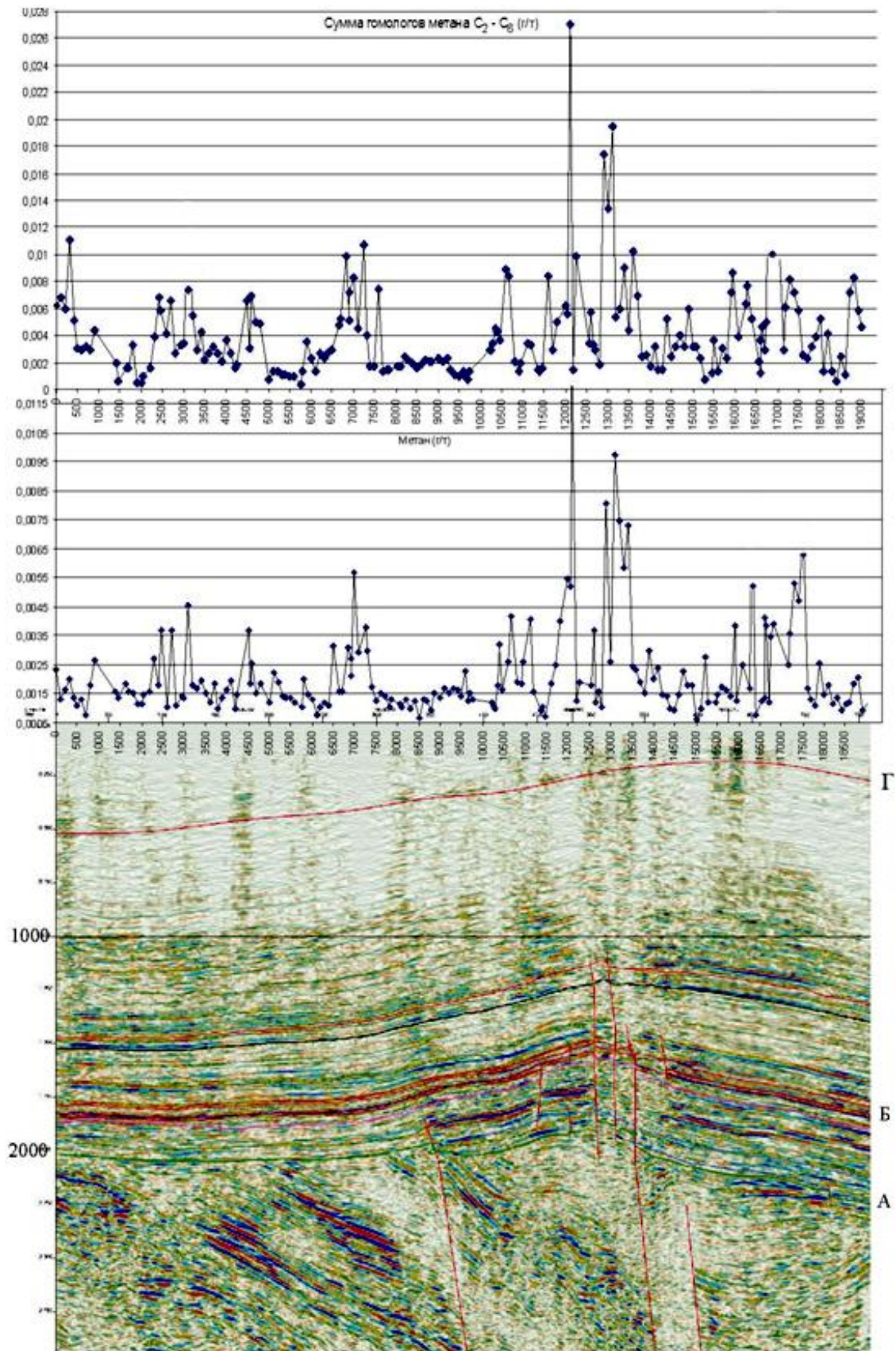


**Рисунок 3.14 – Карта перспектив нефтеносности фроловской свиты пласта АК1-3  
Рогожниковского месторождения**  
(выполнил А. А. Томилов, 2015)

Разберем подробнее причину несоответствия результатов построений с проведёнными испытаниями скважин. В силу того, что тектонические нарушения могут быть как проводниками, так и экранами для УВ [77], нефтегазонакопление может полностью отсутствовать в связи с утерей перекрывающими породами своих флюидоупорных функций в зонах повышенной вертикальной проводимости осадочного чехла. Так, по результатам газоразведки установлено, что содержание метана и его гомологов может резко изменяться даже на расстоянии 100 м (рисунок 3.15). Поэтому важную роль в определении насыщения залежей будут играть дистанционные методы исследования, что подтверждает анализ данных наземных геохимических съемок, который показал, что геохимическое поле является функцией не только наличия УВ в разрезе, но и проводимости перекрывающих пород, которая на некотором этапе образования скоплений УВ становится принципиально важным фактором [53,54].

Таким образом, поскольку разломно-блоковая тектоника и вертикальная миграция УВ с выходом на дневную поверхность создают фоновые аномалии, то использование сейсморазведки (3D) и дистанционных методов (геохимических исследований, аэро- и космосъемки) будет способствовать открытию новых залежей, и выявлению наиболее продуктивных участков на уже известных месторождениях. Эффективность этих работ повышается на основе комплексирования карт структурных поверхностей с результатами применения инверсии сейсмических данных (3D). Поэтому автором выделен один из основополагающих факторов нефтеносности глинистых отложений на Рогожниковском месторождении - наличие зон деструкций, что открывает перспективы поисков залежей нефти и газа в пределах всей земной коры, а не только в её осадочном чехле.





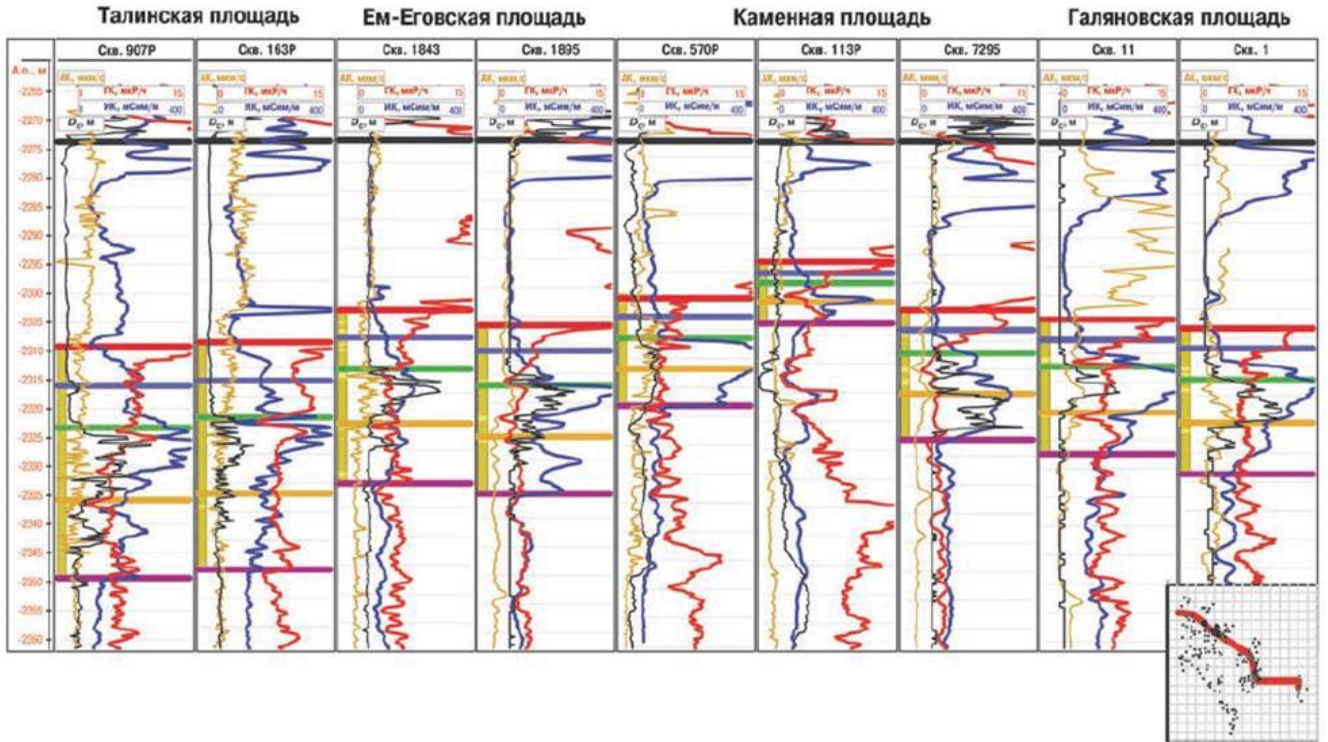
**Рисунок 3.15 – Геохимическое поле над локальным поднятием, осложненным дизъюнктивными нарушениями. Распределение метана и его гомологов вдоль профиля исследований на Шугинском Л.П. (по М. Д. Заватскому и др., 2006)**

Следующим этапом автором выделены оптимальные интервалы перфораций для опробования полученных скважин-кандидатов.

### **3.3. Обоснование перспективных объектов по комплексу ГИС**

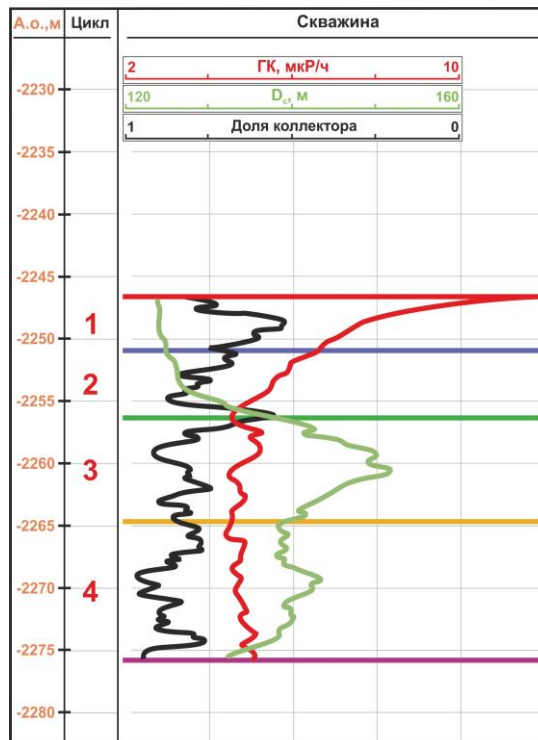
Современными традиционными лабораторными методами получение относительно достоверных количественных данных о вторичной пористости сложных типов коллекторов не представляется возможным из-за сложного строения их емкостного пространства и низкого выноса керна. Относительно перспективными являются акустические, радиоактивные и электрические методы каротажа, а также временные измерения КС, НГК и метод двух растворов.

В ходе корреляции скважин Талинской, Ем-Еговской, Каменной и Галяновского площадей Красноленинского свода (рисунок 3.16) И. А. Зыряновой были уточнены интервалы распространения пород-коллекторов абалакской свиты, описаны показания стандартного комплекса ГИС [131]. По геофизическим данным интервал характеризуется низкими значениями кажущегося удельного сопротивления, образованием каверн в глинистых разностях пород, высокими значениями интервального времени на диаграммах акустического каротажа (АК). Кровля абалакской свиты устанавливается по резкому снижению показаний на диаграмме гамма-метода (ГК), слабым максимумам на диаграммах нейтронных методов (НГК, НКТ) и бокового каротажа (БК), по началу увеличения показаний удельной электрической проводимости на диаграмме индукционного каротажа (ИК). Кривая метода ПС практически не отклоняется от линии глин. Подошва абалакской свиты в большинстве скважин приурочена к подошве характерного интервала разреза с высокой электрической проводимостью по данным ИК. Эта граница соответствует кровле пласта ЮК2, характеризующегося резким снижением показаний ПС, ИК, ГК, каверномера и увеличением показаний НГК, БК, КС.



**Рисунок 3.16 – Пример детальной корреляции абалакских отложений**  
(по И. А. Зыряновой, 2010)

В результате построены геолого-статистические разрезы (ГСР) по данным кавернометрии, гамма-метода и частоте встречаемости в разрезе плотных пород (рисунок 3.17) .

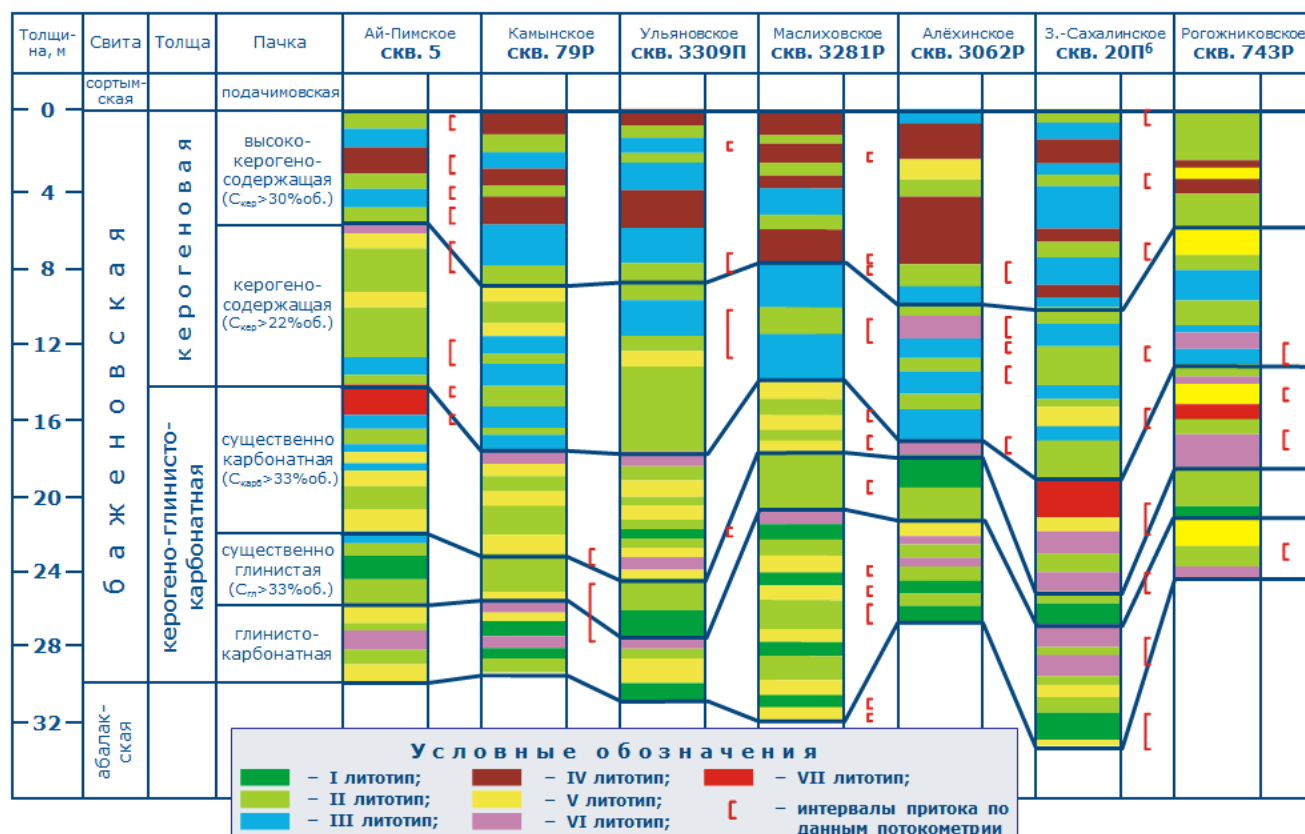


**Рисунок 3.17 – Геолого-статистический разрез абалакской свиты**  
(по И. А. Зыряновой, 2010)



Выяснено, что абалакская свита, состоит из двух частей: верхней - преимущественно кремнистой и нижней - преимущественно глинистой. Прослои потенциальных коллекторов - карбонатных и кремнистых пород, распространены в большей степени в подошве верхнего цикла, часто встречаются в разрезе третьего, а также в средней части четвертого цикла [131]. На диаграмме ГСР видно, что для третьего цикла характерно максимальное увеличение диаметра скважины, что может быть связано с высокой трещиноватостью и кавернозностью пород в интервале бурения [44]. Выдержанность по площади плотных пропластков в средней части абалакской свиты подтверждает и С. А. Скрылев [126].

Относительно баженовской свиты многие исследователи признают, что промышленная нефтеносность также связана с наличием в разрезе плотных, подверженных трещинообразованию прослоев (рисунок 3.18).

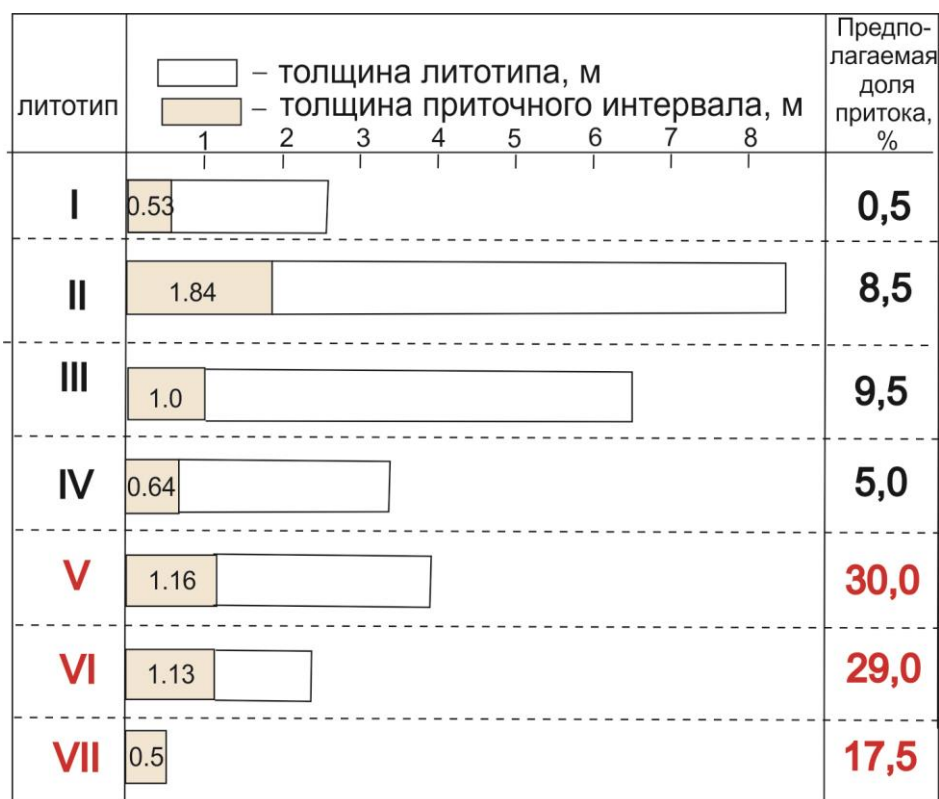


**Рисунок 3.18 – Расчленение баженовской свиты на толщи и пачки, с выделенными интервалами притока**

(по В. П. Соничу и др., 2014 по материалам ОАО «Сургутнефтегаз»)

Опыт разработки баженовской свиты Сургутского и Красноленинского свода показывает, что основная доля притока (около 70 %) наблюдается из V – VII

литотипов пород, развитых в основном в существенно карбонатной, глинисто-карбонатной и в меньшей степени керогеносодержащей пачках (рисунки 3.18-3.19).



**Рисунок 3.19 – Приуроченность приточных интервалов к литотипам пород баженовской свиты**

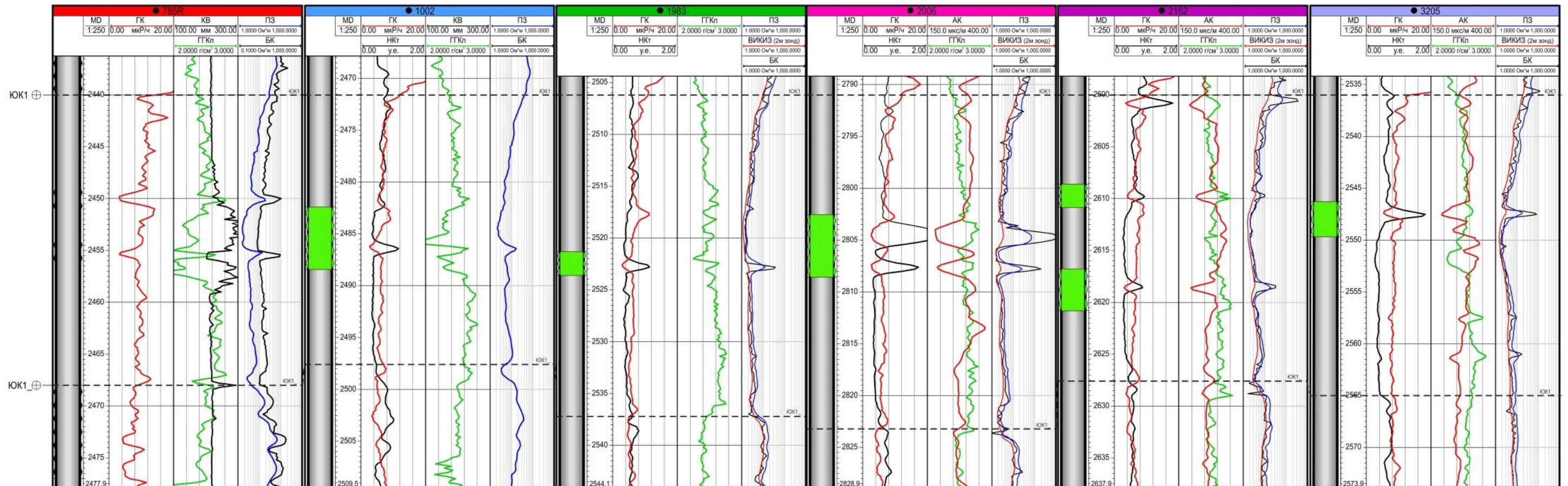
(по В. П. Соничу и др., 2014 по материалам ОАО «Сургутнефтегаз»)

В результате корреляции скважин Рогожниковского месторождения выделены возможные зоны уплотнения подверженные трещинообразованию пород в интервалах абалакской, баженовской и фроловской свит (рисунки 3.20 - 3.21). В связи с тем, что определенные методы ГИС проводились на отдельных скважинах, корреляции проведена комплексно по имеющимся данным. Для наиболее достоверной оценки коллекторских свойств глинистых пород помимо стандартного комплекса ГИС выбраны два метода: гамма-гамма плотностной каротаж (ГГК-п) и акустический каротаж (АК). По результатам ГГК-п можно оценить плотность породы, максимальные показания соответствуют глинам, содержащим каверны. Метод АК особенно перспективен для исследования трещиновато-кавернозных коллекторов [46].

При вскрытии скважинами трещинных интервалов глинистых пород аба-лакской свиты наблюдались поглощения бурового раствора. По немногочисленным данным кавернометрии (КВ) выделены зоны повышенной трещиноватости, толщина кавернозных участков достигает 10 м. Например, на Оренбургском, грозненских и других месторождениях наиболее интенсивными промышленными притоками характеризуются интервалы от 0,1 - 0,2 м [49].

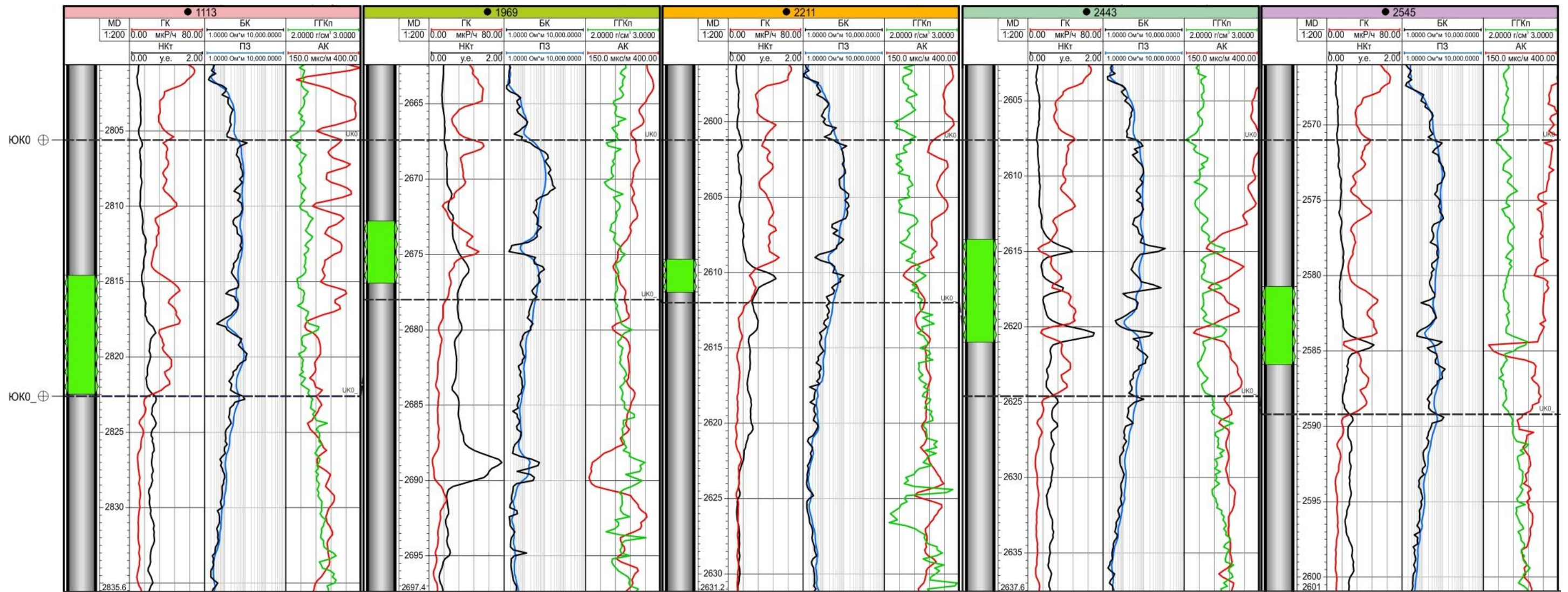
Выделение интервалов уплотненных пород пластов ЮК1, ЮК0 осуществлялось комплексно, с использованием 7 методов ГИС: ГК, НКТ, КВ, ГГКп, ПЗ, БК и 2м зонда ВИКИЗ. Возможные трещиноватые интервалы по данным ГИС отмечаются пониженным временем пробега продольной волны ( $\Delta T$ ) по методу АК, высоким сопротивлением по данным электрометрии (БК, ПЗ, ВИКИЗ), повышенным значением объёмной плотности ( $\delta$ ) по плотностному каротажу (ГГК-п), низкими значениями гамма-каротажа (ГК) и высокими значениями зондов нейтронного каротажа (НКТ). Признаки уплотнения характерны преимущественно для средней и нижней части пласта.

Также выделены возможные зоны уплотнения пород в интервале фроловской свиты, пласт АК1-3 (рисунок 3.22). В пределах исследуемого пласта проведён неполный комплекс ГИС. Отсутствуют данные кавернометрии (КВ), акустического каротажа (АК), плотностного каротажа (ГГК-п), микрозондов (МКЗ), микробокового каротажа (МБК). Поэтому выделение уплотнений осуществлялось комплексно, с использованием 5 методов ГИС: ГК, НКТ, ПЗ, БК и ВИКИЗ. Кривая ПС не имеет отклонений от линии глиен в пределах данного пласта. Уплотнения характеризуются уменьшением показаний гамма каротажа (ГК) на фоне глиен и увеличением показаний нейтронного каротажа (НКТ). Одновременно с этим наблюдается увеличение сопротивления по электрометрии (ВИКИЗ + БК + ПЗ), относительно вмещающих пород. Признаки уплотнения характерны преимущественно для средней и нижней части пласта.



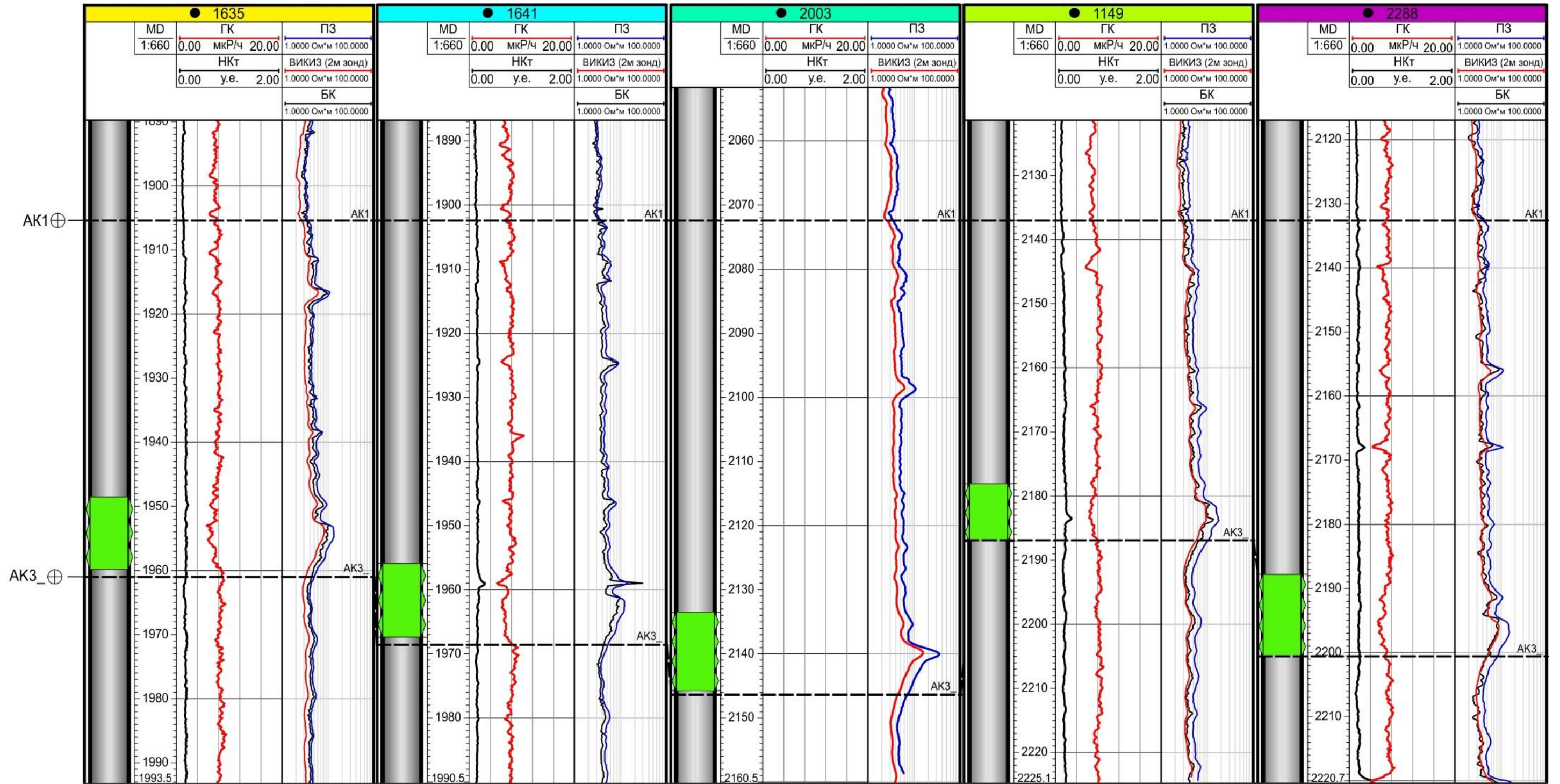
**Рисунок 3.20 – Схема корреляции пласта ЮК1 Рогожниковского месторождения**  
 (выполнил А. А. Томилов, 2015 по материалам ОАО «Сургутнефтегаз»)  
 Зеленым цветом показаны рекомендуемые интервалы перфорации





**Рисунок 3.21 – Схема корреляции пласта ЮКО Рогожниковского месторождения**  
 (выполнил А. А. Томилов, 2015 по материалам ОАО «Сургутнефтегаз»)  
 Зеленым цветом показаны рекомендуемые интервалы перфорации





**Рисунок 3.22 – Схема корреляции пласта АК1-3 Рогожниковского месторождения**  
 (выполнил А. А. Томилов, 2015 по материалам ОАО «Сургутнефтегаз»)  
 Зеленым цветом показаны рекомендуемые интервалы перфорации



Выделенные интервалы также подтверждаются повышенным содержанием битумоидов (асфальтенов) по газовому каротажу (ГТИ), проведенному компанией «Сургутнефтегаз» (таблица 3.7), в результате чего автор рекомендует возобновить испытания скважин-кандидатов в выделенных интервалах объектов ЮК1, ЮК0, АК1-3.

**Таблица 3.7 – Сводная таблица результатов обработки и интерпретации газового каротажа нескольких скважин Рогожниковского месторождения (по материалам ОАО «Сургутнефтегаз»)**

Характеристики пластов										
Пласт	Глубина по ГТИ, м	МСП (%)						ЛБА-керна	ЛБА-шлама	Характер насыщения
Глубина по ГИС, м	Глубина по ГИС, м									
Общий интервал	Продуктивный интервал	СН4 <i>метан</i>	С2Н6 <i>этан</i>	С3Н8 <i>пропан</i>	С4Н10 <i>бутан</i>	С5Н12 <i>пентан</i>	С6Н14 <i>гексан</i>			
АК3 2029- <u>2063,8</u> 2024,8- 2059,6	2054,0- <u>2059,0</u> 2049,8-2054,8	0,1- 0,24	0,000 1- 0,012	0,0003- 0,005	0,0001- 0,0015					ПРОДУКТ.
ЮК0 2650,6- <u>2660,8</u> 2646,6 2656,8	2650,6- <u>2660,8</u> 2646,6-2656,8	0,3-3,0	0,1- 0,9	0,05- 0,5	0,018- 0,13	0,0001- 0,03	0,0001- 0,005			ПРОДУКТ.
ЮК1 2527,4- <u>2556,8</u> 2528,4- 2556,2	2527,4- <u>2534,0</u> 2528,4-2537,0	0,15- 0,5	-	0,01- 0,1	0,01- 0,1	0,01- 0,1	0,002- 0,03	МСБ3 МСБ4	-	ПРОДУКТ.
	2544,0- <u>2551,0</u> 2545,0-2551,0	0,06	-	-	0,003	0,002	0,003	МСБ2 МСБ3 МСБ4	-	ПРОДУКТ.
	2551,0- <u>2556,8</u> 2551,0-2556,2	0,1	-	-	0,01	0,02	0,025	МБ2 МБ4	-	ПРОДУКТ.

МСП- масспектрометр;

ЛБА - люминесцентно-битуминологический анализ;

МСБ - битумоид и нефти с повышенным содержанием масел более 60%,асфальтенов 1-2%

МБ- нефть и битумоиды с низким содержанием смол , с незначительным содержанием или отсутствием асфальтенов

Таким образом, учет тектонического фактора может значительно расширить диапазон перспективных отложений и будет способствовать приросту запасов.

В результате комплексного подхода в исследовании глинистых отложений абалакской, баженовской и фроловской свит Рогожниковского месторождения, автором использовано множество исходных данных и методов:

1. Данные по бурению скважин;
2. Результаты испытаний скважин;
3. Показатели добычи по эксплуатационным объектам месторождения,
4. Результаты интерпретации полевых геофизических исследований (сейсморазведки 3D);
5. Скважинную геофизику (ГИС);
6. Данные ГТИ.

Получены перспективные области для утверждения скважин-кандидатов из транзитного фонда Рогожниковского месторождения, для опробования возможных трещинных интервалов пластов ЮК1, ЮК0, АК1-3:

1. Контуры максимального стресса пород;
2. Контуры разуплотнения пород;
3. Интервалы трещиноватости глинистых отложений по комплексу ГИС;
4. Продуктивные интервалы по ГТИ.

Это позволяет предложить следующую методологию поисков залежей нефти и газа:

1. Методами сейсморазведки (3D) выявляют зоны разуплотнения (СЗД), по которым УВ выходят в осадочный чехол, где развивается дизъюнктивная тектоника. Для поиска залежей УВ следует применять современные типы инверсии сейсмических данных (3D) в комплексе с дистанционными методами;

3. На месторождениях с активной разработкой (с выработанными запасами) традиционных коллекторов, для увеличения добычи следует задействовать нетрадиционные коллекторы транзитным фондом скважин в породах, склонным к трещинообразованию.

## **ГЛАВА 4. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА НА ОСНОВЕ РАЗЛОМНО-БЛОКОВОЙ ТЕКТониКИ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ**

### **4.1. Характеристика гидродинамической связи многопластовых месторождений**

Согласно данным сейсморазведки при импульсах тектонической активности устанавливается гидродинамическая связь между горизонтами в зонах разуплотнения, то есть они являются основными путями вертикальной миграции нефти и газа, а пересечение ими пород-коллекторов обуславливает формирование многопластовых залежей УВ. Рассмотрим подробно это явление на основе показателей разработки различных месторождений Западной Сибири.

Яунлорское месторождение открыто в 1964 г. и приурочено к Вершинной, Яунлорской и Минчимкинской структурам Сургутского НГР. Геологический разрез представлен мощной толщей терригенных отложений мезозойско-кайнозойского осадочного чехла, залегающих со стратиграфическим несогласием непосредственно на отложениях туринской серии нижнего триаса (рисунок 4.1). Продуктивная часть разреза представлена отложениями среднеюрского (пласт ЮС2), верхнеюрского (пласт ЮС1) и неокомского нефтегазоносных комплексов.

Неокомский НГК включает пласты АС4, АС7-8, АС9, АС10 – неосложненного неокомского комплекса, пласты БС2, БС100, БС10 – шельфовой части осложненного неокомского подкомплекса, пласты БС18, БС19, БС20, БС21, БС211, БС22 – ачимовской части осложненного неокомского подкомплекса. В пласте АС4 залежь газовая, в пласте АС7-8 – нефтегазоконденсатная, в остальных пластах залежи нефтяные. Основная промышленная нефтегазоносность связана с пластами группы АС7-8. Продуктивными являются пласты АС4, АС7-8, АС9-10, БС10\_0, БС10, БС18-20 и ЮС2.

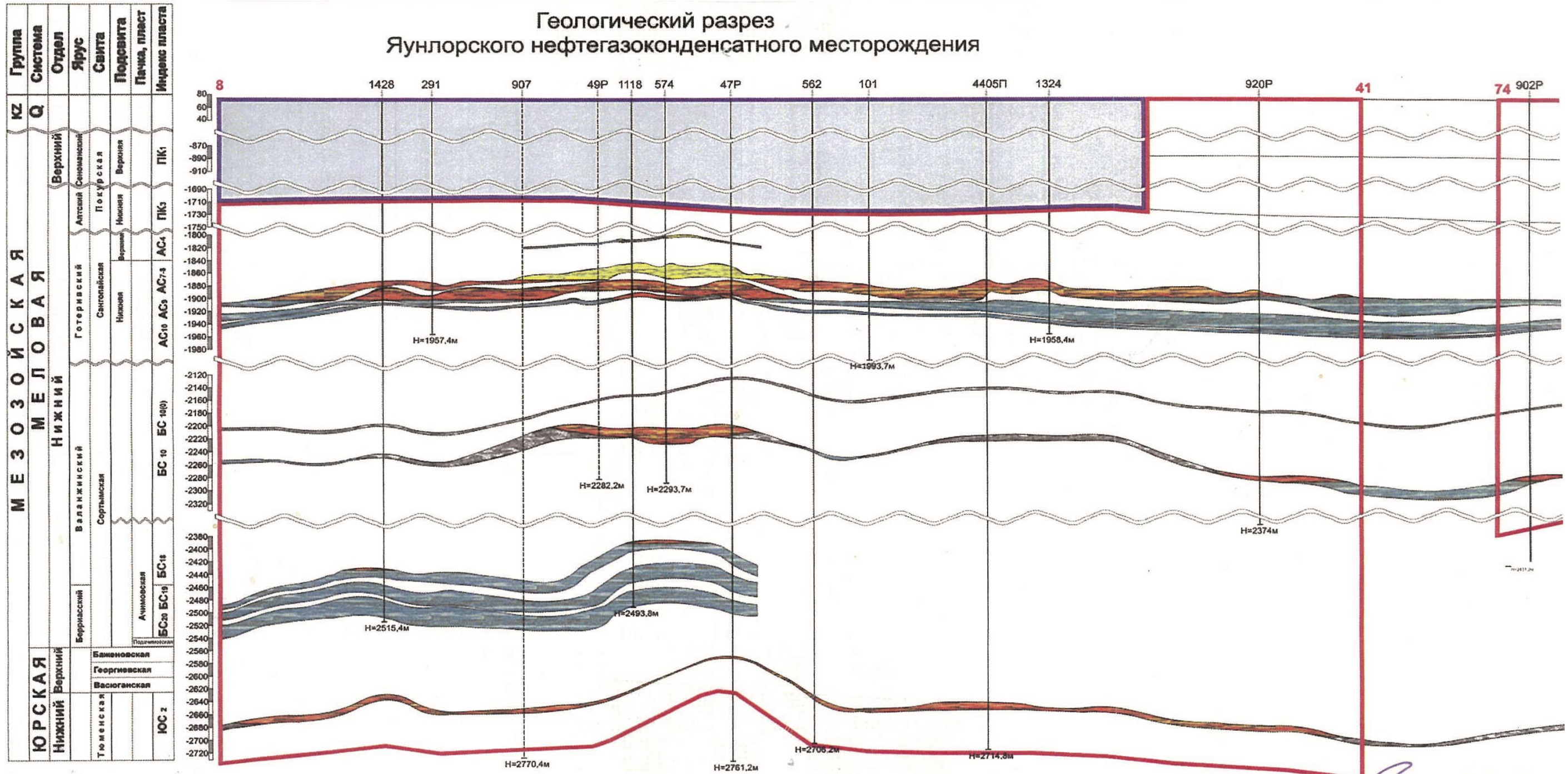
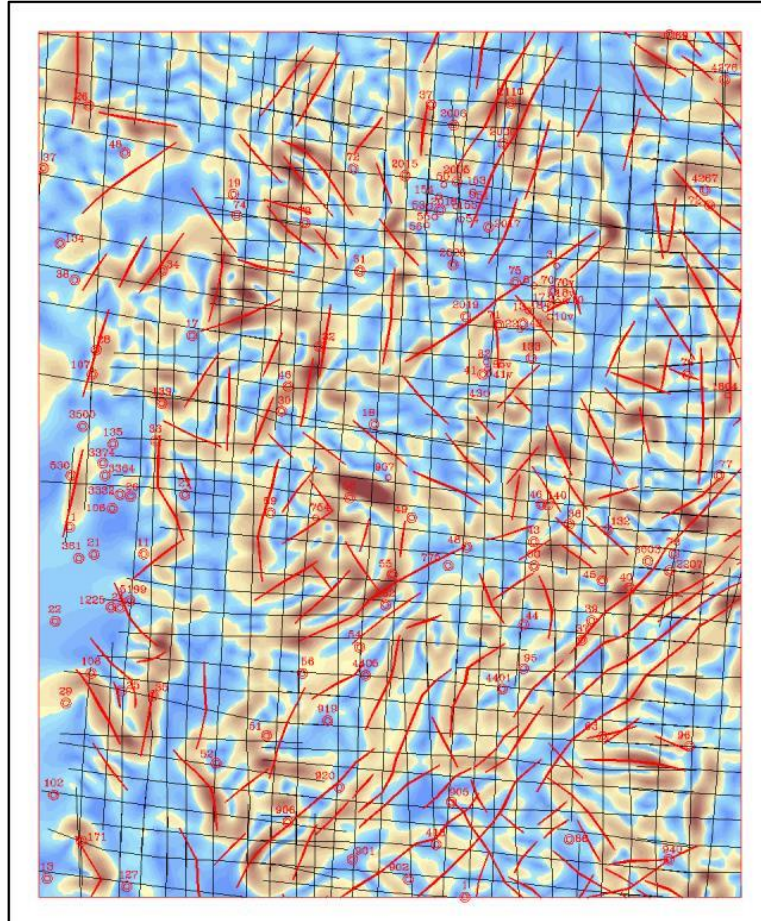


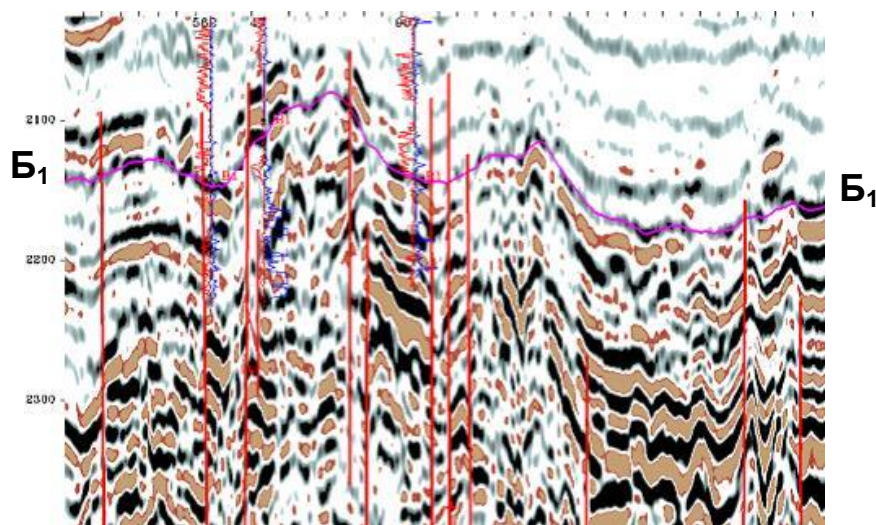
Рисунок 4.1 – Геологический разрез Яунлорского месторождения  
(по материалам ТО «СургутНИПИнефть», 2008)



По результатам сейсмических 3D исследований выявлено разломно-блоковое строение доюрского основания (рисунок 4.2), а также выделены тектонические нарушения (рисунок 4.3).

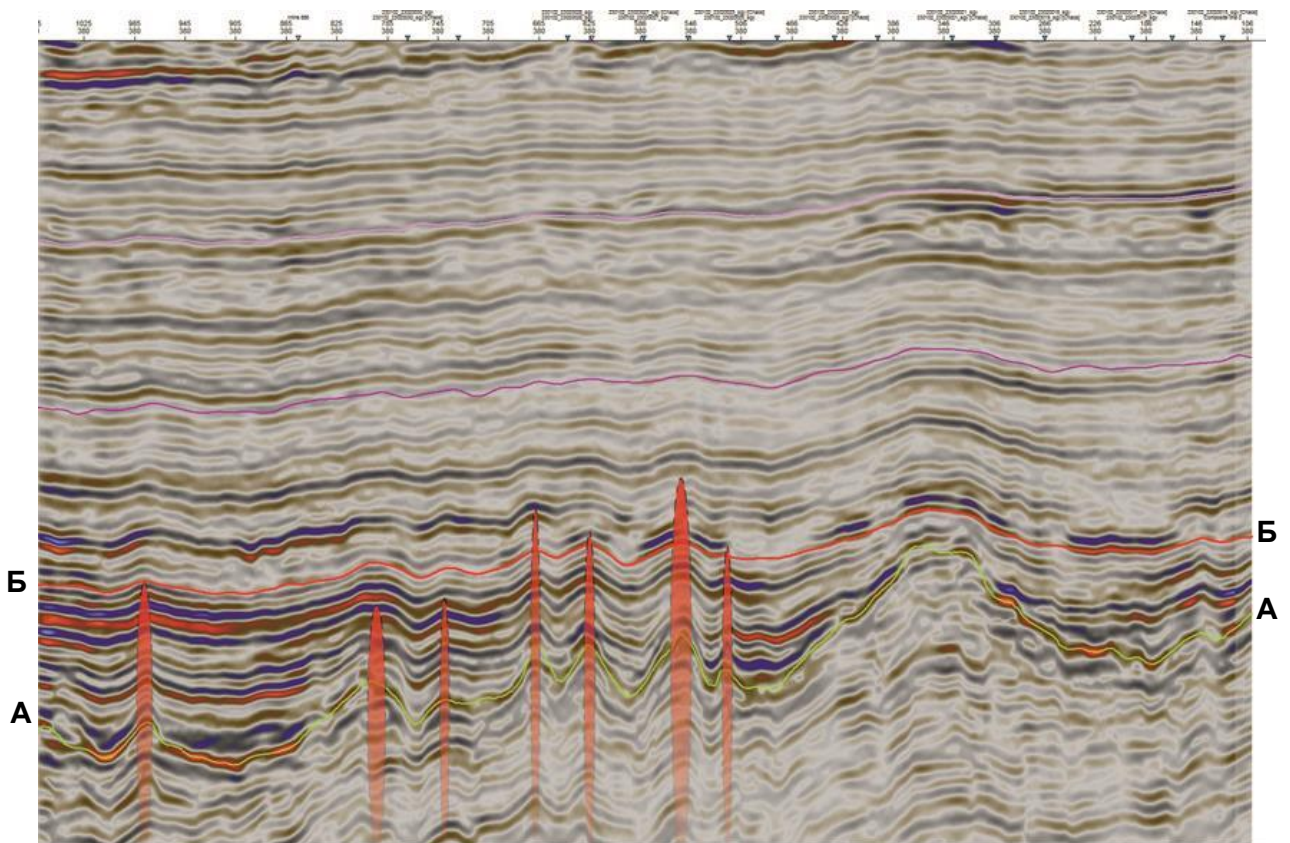


**Рисунок 4.2 – Схема азимутов углов падения горизонта “А” с тектоническими разломами Яунлорского месторождения [102]**



**Рисунок 4.3 – Отображение разрывных нарушений на временном разрезе Яунлорского месторождения [102]**

Периодически меняющиеся в пределах сейсмически напряженных зон тектонические усилия приводят то к сгущению, то к разрежению сети проницаемых трещин в глинистых покрышках, проталкивая через них водоуглеводородный флюид. Развитие зон разуплотнения (рисунок 4.4), близкие коллекторские свойства продуктивных отложений и незначительные расхождения градиентов пластовых давлений (0,98-1,03) Яунлорского месторождения указывают на единство гидродинамической системы.



**Рисунок 4.4 – Временной разрез Яунлорского месторождения с участками зон деструкции**  
(выполнил А. А. Томилов, 2014 по материалам ОАО «Сургутнефтегаз»)

По данным гидродинамических исследований, отсутствие притоков в мощных пачках (до 80-100 м) повышенной глинистости не препятствует хорошей гидродинамической связи по разрезу. Поэтому существование массивных флюидоупоров между группами пластов А и Б следует рассматривать как породы с двойной пористостью – поровой и трещиной [104]. Трещиноватость определяет также блоковое строение глинистых отложений и возможность интенсивной фильтрации подземных флюидов в глинах при градиентах, значительно меньше, чем

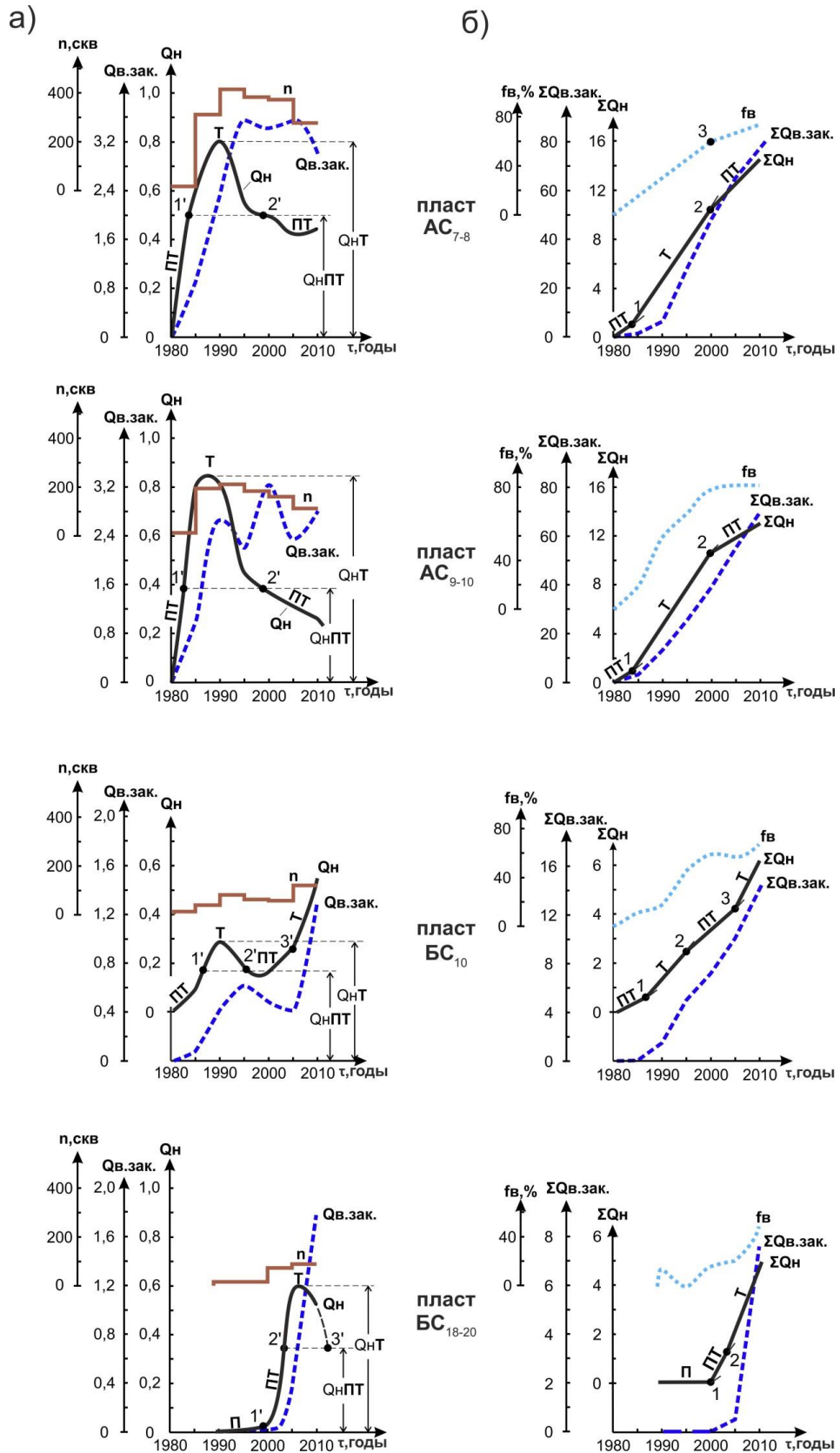
начальные. Это подтверждается, например, по результатам исследований грознинских месторождений [71]. Также данная закономерность прослеживается из анализа показателей разработки различных групп пластов (с отдельной добычей) Яунлорского месторождения.

Начальный период разработки соответствует, порово-трещинному ПТ коллектору (пласт АС7-8) (начало координат – точки 1, 1') (рисунок 4.5а). Так как закачиваемая вода контролирует высокопроницаемый коллектор, то после очистки трещин он дренируется как однородно-трещинный Т. В этот период (участки 1-2 и 1'-2') достигается максимальный уровень годовой добычи, наблюдается интенсивный рост обводненности продукции. Несмотря на увеличение объемов закачки, более чем в 4 раза (1994-2005 гг.) добыча нефти непрерывно снижается, а в связи с обводнением скважины выводятся из эксплуатации.

В 2000 г. (точки 2, 2') завершается выработка однородно-трещинных коллекторов Т и годовые отборы обеспечиваются худшими по ФЕС коллекторами ПТ. В связи со стабилизацией на низком уровне обводненности (после т.3) закачиваемая вода на эти коллекторы не оказывает воздействия. Замедление темпов падения добычи по пластам АС7-8 и АС9-10 в 1995-2005 гг. при уменьшении фонда скважин и объемов закачки (2005-2010 гг.) а также наметившийся с 2006 г. рост годовых отборов нефти и попутной воды свидетельствуют о перетоках нефти и закачиваемой воды из нижележащих пластов БС10 и БС18-20.

Менее интенсивное разбуривание залежи пласта БС10 (рисунок 4.5в) обусловило перетоки нефти из трещинной емкости Т в вышележащий пласт АС9-10, по которому в период 1985-1991 гг. наметилась “полочка” стабилизации добычи. Увеличение добычи объекта БС10, не смотря на вывод из эксплуатации скважин, объясняется значительным вводом в 2002-2005 гг. скважин объекта БС18-20 (рисунок 4.5в) который способствовал достижению максимальной добычи в 2007 г. по БС10 и спад годовых отборов по БС18-20. Поэтому только вследствие перетоков по пласту БС10 не соблюдается условие  $Q_n T \approx 2 Q_n ПТ$ .





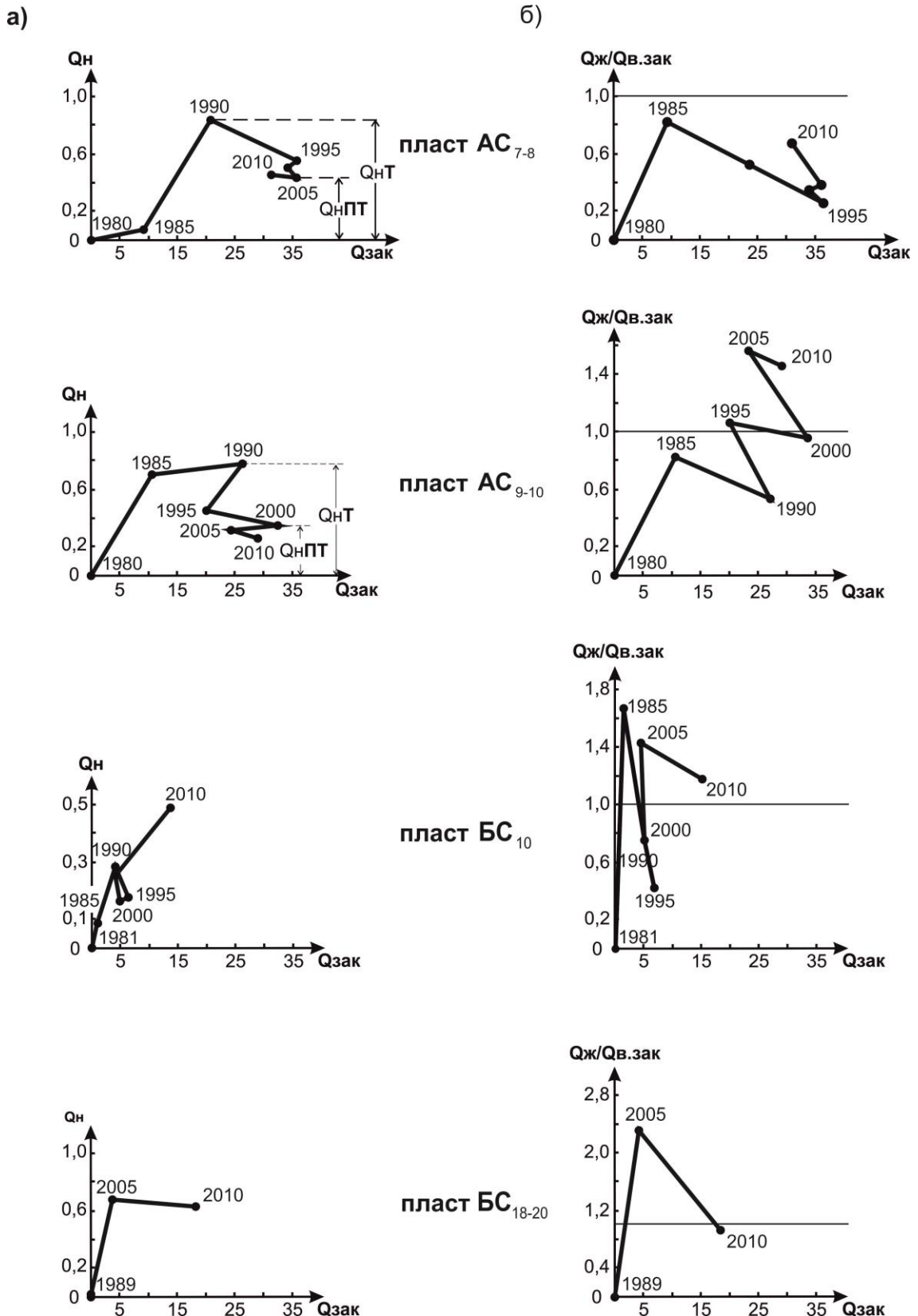
**Рисунок 4.5 – Гидродинамическая связь между пластами АС7-8, АС9-10, БС10 и БС18-20 по показателям разработки Яунлорского месторождения (выполнил А. А. Томилов, 2012 по материалам ОАО «Сургутнефтегаз»)**  
 $Q_N, \Sigma Q_N$  – нефть;  $Q_{в.зак.}, \Sigma Q_{в.зак.}$  – закачка воды; - все в усл.ед.  
 $p_{скв}$  – фонд добывающих скважин;  $f_{в}$  – обводненность



Выявление закономерности проявления ФЕС коллекторов и гидродинамической связи между пластами подтверждает анализ воздействия по залежам системы заводнения (рисунок 4.6). Согласно графикам (а), в начальный период разработки поршневое вытеснение нефти водой, о чем свидетельствует прямолинейная зависимость  $Q_n=f(Q_{в.зак})$ . Рост коэффициента  $Q_{ж}/Q_{в.зак}$  в 2000-2005 гг. по пластам АС7-8, АС9-10 также, как и по динамике показателей разработки (рисунок 4.5а), подтверждает наличие перетоков из нижележащих пластов, о чем свидетельствует уменьшение коэффициента  $Q_{ж}/Q_{в.зак}$  по пластам БС10 и БС18-20.

Стабилизация добычи нефти в 1985-90 гг. по пласту АС9-10 (полочка на графике 4.6а) при снижении коэффициента  $Q_{ж}/Q_{в.зак}$  в эти же годы свидетельствует, что за счет лучшего дренирования залежи большим количеством скважин происходит переток нефти из нижележащего пласта БС10. По пластам АС7-8 и АС9-10 отмечается закономерность  $Q_{нТ} \approx 2Q_{нПТ}$ , подтверждающая выработку однородно-трещинных коллекторов Т. Замедленный темп отборов  $Q_n=f(Q_{в.зак})$  и уменьшение коэффициента  $Q_{ж}/Q_{в.зак}$  в 1985-1995 гг. по пласту БС10 указывает на наличие перетоков в пласт АС9-10. Увеличение коэффициента  $Q_{ж}/Q_{в.зак}$  до 2,4 в 2005 г. по пласту БС18-20 обусловили его повышения вышележащем пласте БС10 до 1,4 (2005 г.) и последующим ростом добычи нефти, в то время как по объекту БС18-20 в 2005-2010 гг. отмечается снижение годовых отборов.

Вышеизложенное подтверждает гидродинамическую связь между пластами. Вследствие этого, не смотря на разные сроки ввода эксплуатационных объектов и наличие мощных глинистых флюидоупоров между объектами разработки, выработка трещинных коллекторов завершится одновременно, что наглядно продемонстрировано из анализа разработки другого месторождения, находящегося на последней стадии разработки.

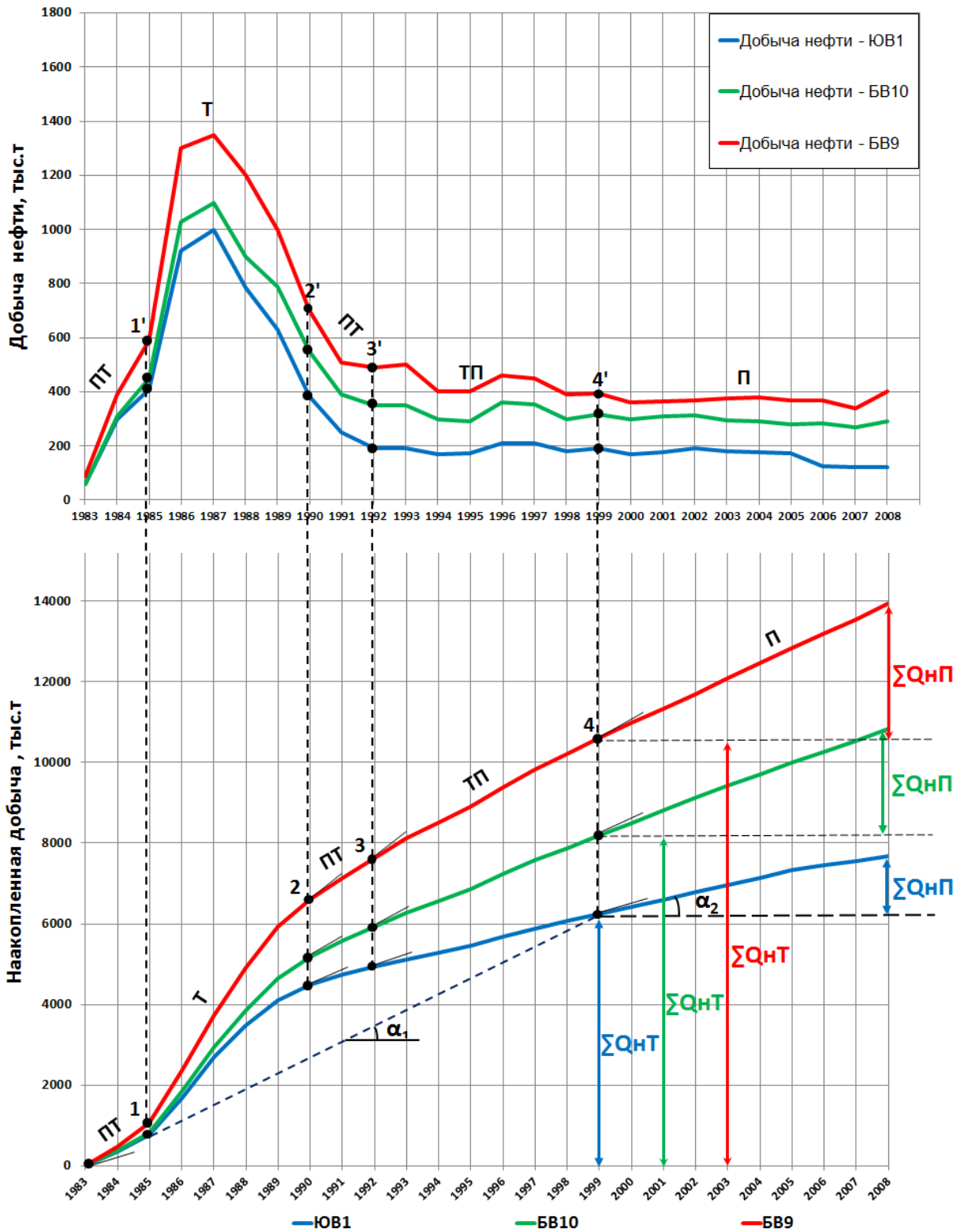


**Рисунок 4.6 – Динамика показателей эффективности раздельной (по пластам) системы заводнения Яунлорского месторождения (выполнил А. А. Томилов, 2012 по материалам ОАО «Сургутнефтегаз») а, б – зависимость добычи нефти  $Q_n$ , эффективности заводнения ( $Q_{ж}/Q_{в.зак.}$ ) от объемов закачиваемой воды  $Q_{зак.}$  - все в усл.ед.**

Малочерногорское нефтяное месторождение открыто в 1969 г, относится к Вартовскому НГР. По величине запасов относится к средним, по геологическому строению – сложное, с литологически экранированными залежами. Геологический разрез представлен палеозойским фундаментом и платформенным чехлом, включающим юрские, меловые, палеогеновые и четвертичные отложения. Основные запасы нефти сосредоточены в пласте ЮВ1. Объект представлен песчаниками, средне-, мелкозернистыми, алевритистыми, с глинистым цементом. Дебиты достигают 63,5 м<sup>3</sup>/сут. Пористость – 17 %, нефтенасыщенность 63 %, проницаемость  $83 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Нефть особо легкая, плотностью 828 кг/м<sup>3</sup>. Пласты БВ9, БВ10 по типу пластово-сводовые, литологически экранированные дебиты в пластах не более 61 т/сут. Пористость 23 %, нефтенасыщенность 55 %, проницаемость  $20 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Выработанность запасов нефти 80 %.

В результате форсированной разработки и гидродинамической связи пластов ЮВ1, БВ10 и БВ9 (раздельная добыча) с 1983 по 1999 гг. одновременно начиналась и заканчивалась выработка различных по типу коллекторов ПТ (1-1'), Т(2-2'), ПТ(3-3'), ТП(4-4') (рисунок 4.7).

Точка 4-4', характеризующая завершение выработки трещинных коллекторов и начало разработки коллекторов с низкими ФЕС и трудноизвлекаемыми запасами. Гидродинамическая связь между пластами указывает, что содержание флюида в трещинной емкости ( $\Sigma Q_{нТ}$ ) и поровой ( $\Sigma Q_{нП}$ ) примерно одинаковое [105], поэтому согласно опыту разработки месторождений, зная окончание отбора нефти из трещин (т.4-4'), учитывая, что коэффициент нефтеотдачи трещин близок к единице, то отношение углов наклона  $\alpha_2/\alpha_1$  показывает выработанность запасов. Поскольку из пор извлекается не более 20-25 % общих запасов, не выработанными остаются 25-30 % от общих запасов.



**Рисунок 4.7 – Гидродинамическая связь пластов ЮВ1, БВ10, БВ9 Малочерногорского месторождения (выполнил А. А. Томилов, 2015 по материалам ОАО «НГК «Славнефть»)**



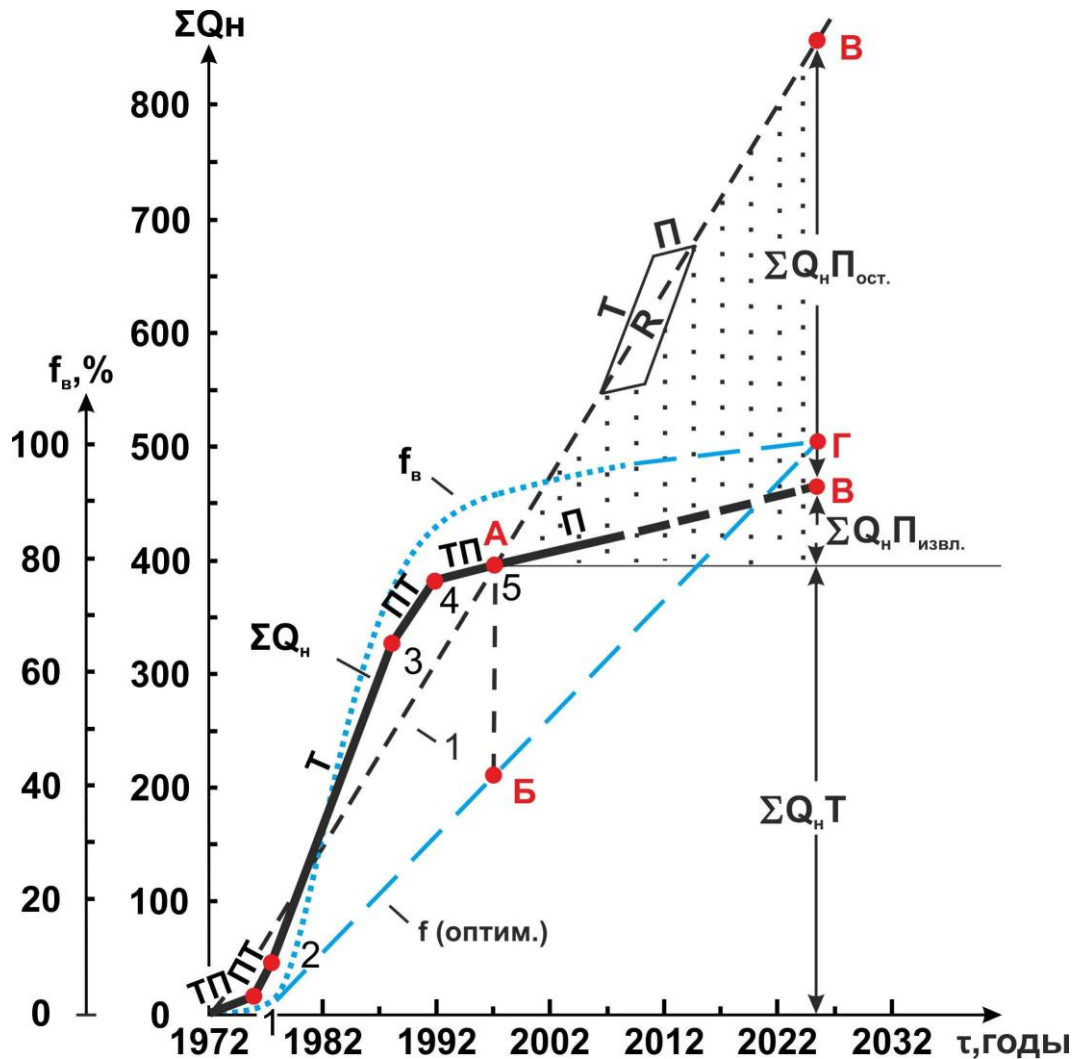
#### 4.2. Проектирование показателей разработки на основе ФЕС модели нефтяных залежей

Нефтяные и газовые месторождения характеризуются универсальностью фильтрационно-емкостной и гидродинамической модели залежей [108]. Неучёт этих особенностей обуславливает быстрое обводнение месторождений и формирование трудноизвлекаемых запасов. Исходя из модели залежи Федоровского нефтяного месторождения (II глава) ограничение годовой добычи при работе коллектора как ПТ (точки 1-2, рисунок 4.8), при эксплуатационном фонде в 247 скважин, обеспечило бы одновременную выработку двух сред. Темп отбора, соответствующий этому уровню составляет соотношении  $Q_{нТ} \approx 2Q_{нПТ}$  (около 2 % балансовых запасов), способствовал бы вовлечению в разработку низкопроницаемых коллекторов латерали. Однако неучёт этого фактора обуславливает отдельную выработку запасов [108, 117, 118].

Если исключить влияние максимальной трещиноватости на форму кривой  $\sum Q_n$  (начало координат – точка 5А), то линия 1 будет параллельна отрезкам ПТ и является результирующей R (как видно на дальнейшем ее продолжении после т.5) между трещинной Т и поровой П средами. Следовательно, темп отбора, соответствующий этой закономерности, обеспечивает одновременную выработку нефти из трещин и пор, а также более замедленное снижение обводненности скважин. Согласно этой закономерности обводненность продукции будет значительно ниже (41 % – точка 5Б), чем по фактическому отбору (80 % – точка 5Г), что позволит выработать значительно больше запасов.

Поскольку разработка залежи предположительно завершается уровнем добычи в т.В при конечной обводненности в т.Г, то с учетом ее модели при соблюдении закономерности отбора нефти из двух сред за счет сохранения пластовой энергии возможно увеличение извлекаемых запасов –  $(\sum Q_{нТ} + \sum Q_{нП_{извл}} + \sum Q_{нП_{ост.}})$ , и коэффициента нефтетодачи. Следовательно, оптимальный отбор обеспечивает условия для равномерного продвижения контуров нефтегазоносности и более полного извлечения нефти и газа из недр. Реальность этого предположения доказывается данными по законченным разработкой месторождениям. Так, по Старо-

грозненским промыслам, где за последние 10 лет не проводились эксплуатационные работы, за это время в продуктивных пластах позднемелового возраста восстановилось аномально высокое пластовое давление, выровнялось положение водонефтяного контакта, а в ряде случаев нефть стала переливаться на поверхность [33].



**Рисунок 4.8 – Динамика суммарных показателей разработки Федоровского месторождения**  
(выполнил А. А. Томилов, 2015)

$\Sigma Q_n$  – суммарная добыча нефти, усл.ед;

$n_{\text{скв}}$  – фонд добывающих скважин;  $f$  – обводненность месторождения.

Эта закономерность характерна не только для нефтяных, но и для газовых месторождений, поскольку фильтрация нефти и газа в трещинах, по мнению многих исследователей, идентична [105,114].

### 4.3. Проектирование показателей разработки на основе ФЕС модели газовых залежей

Уникальные по запасам сеноманские залежи Ямбургского газоконденсатного месторождения (ГКМ) были разведаны в 1969 году бурением первой поисковой скв.2, заложенной по данным сейсморазведочных работ, в присводовой части Ямбургского поднятия. При испытании сеноманских отложений в интервале 1167-1184 м получен приток газа дебитом 2215 т.м<sup>3</sup>/сут.

В тектоническом отношении Ямбургское ГКМ приурочено к Ямбургско-Харвутинской группе поднятий. Наиболее крупные из них структуры II порядка – собственно Ямбургское куполовидное и Харвутинское валообразное поднятия, являющиеся структурными осложнениями Ямбургского мегавала. По результатам сейсмических исследований МОВ ОГТ и информации, полученной при бурении поисково-разведочных скважин на неокомские отложения, Ямбургская и Харвутинская структуры объединены в единую зону газонакопления по изогипсе (-1180 м), в пределах которой размеры структуры составляют 175 x 50 км, а максимальная амплитуда достигает 210 м. Наиболее высокоамплитудное и крупное по размерам в пределах этой зоны – Ямбургское куполовидное поднятие, осложненное рядом более мелких куполов. Оно имеет более крутой западный склон – до 1°14' и пологий восточный – не более 30-40'.

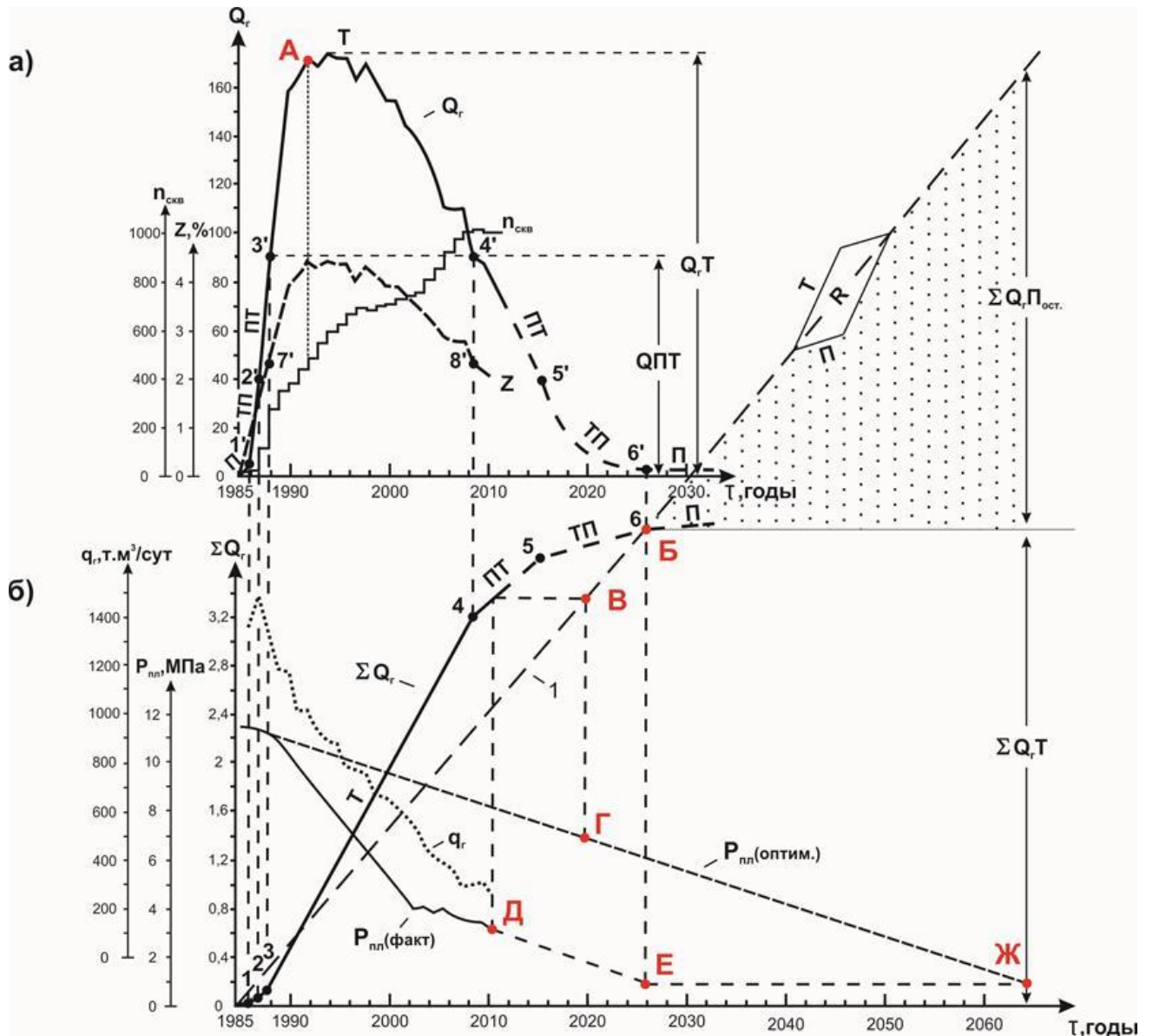
Залежь газа в сеноманских продуктивных отложениях контролируется структурным фактором, то есть наличием высокоамплитудной ловушки перекрытой мощной (500-800 м) толщей турон-датских глин и является субмассивной, поскольку подстилается пластовыми водами по всей площади. Литологически природный резервуар представлен неравномерным переслаиванием песков, песчаников, алевролитов и глин с относительным преобладанием коллекторов. Содержание проницаемых пород газонасыщенной части разреза варьирует от 42 до 85%. Суммарная эффективная газонасыщенная толщина от кровли до ГВК изменяется от 1 до 155 м. Породы – коллекторы имеют пористость 19-35 %, проницаемость от 0,2 до 2,7 мкм<sup>2</sup>. Состав газа (%): CH<sub>4</sub>-98,36; ΣТУ-0,09. Среднее пластовое дав-

ление в залежи 11,7 МПа. Геотермический градиент в пределах продуктивной толщи составляет 3,5 °С, геотермическая ступень – 30 м.

Подсчет запасов газа сеноманской залежи осуществлялся неоднократно (1973, 1976, 1983, 2009 гг.) и расхождения в оценке запасов достигали около 30 %. Это связано с недостаточной изученностью геологического строения и слабой обоснованностью подсчетных параметров. Последнее обусловлено низким выносом керна, в связи с чем образцы пород не являлись представительными для изучения коллекторских свойств. Для уточнения открытой пористости, газонасыщенности, эффективных толщин вскрытие продуктивных отложений в скв.41 осуществлялось на нефилтрирующемся растворе. Сопоставлением полученных данных с имеющимся геолого-геофизическим материалом установлено, что применение обычной технологии бурения с противодавлением (репрессией) на пласт при вскрытии высокопроницаемых коллекторов способствует формированию глубокой зоны проникновения промывочной жидкости, вследствие чего снижается информативность ГИС, а коэффициенты открытой пористости, газонасыщенности оказываются заниженными. Некачественное вскрытие продуктивных отложений нашло отражение в динамике эксплуатационных характеристик в процессе освоения месторождения.

Система разработки на данном месторождении предусматривала центрально-групповое (кустовое) размещение добывающих скважин в сводовых частях структуры и формирование газовых промыслов (ГП). В начальный период освоения сеноманской залежи (рисунок 4.9а) происходила очистка кольматированных трещин Т и коллектор работал как поровый П (тт.1,1'), трещинно-поровый ГП (тт.2,2') и порово-трещинный ПТ (тт.3,3'). В 1987 г., с момента определяющей роли трещин (коллектор ПТ), достигается максимальный среднесуточный дебит  $q_r$  (рисунок 4.9б).



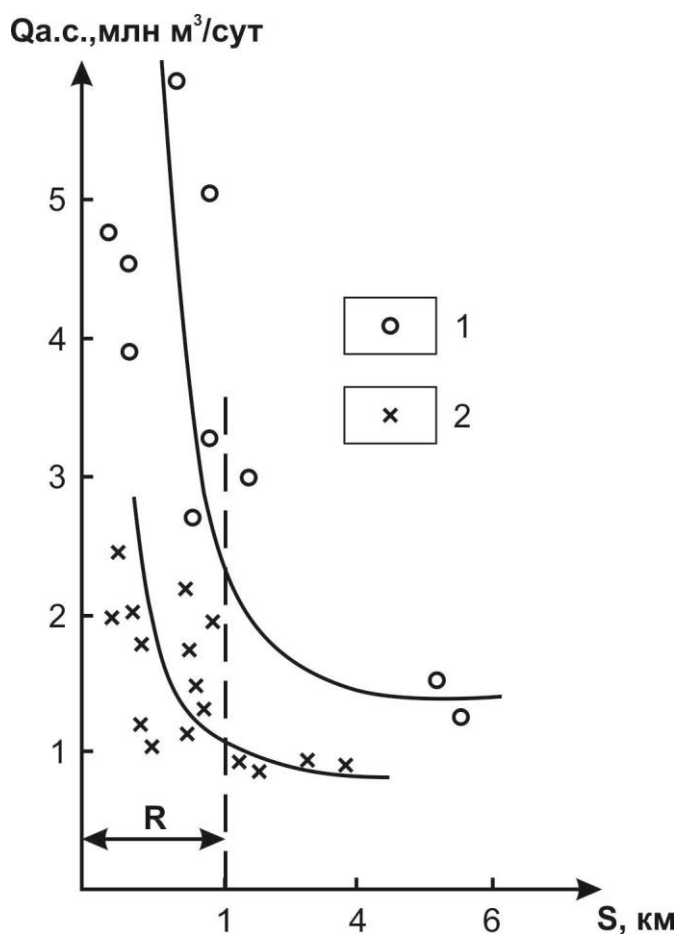


**Рисунок 4.9 – Динамика средних(а) и суммарных(б) показателей разработки сеноманской залежи Ямбургского газоконденсатного месторождения (выполнил А. А. Томилов, 2015)**

$Q_r$ ,  $ΣQ_r$  – соответственно годовая и суммарная добыча газа, усл.ед;  
 $n_{скв}$  – фонд добывающих скважин;  $Z$  – темп отбора в % от балансовых запасов;  
 $q_r$  – среднесуточный дебит скважин;  $P_{пл}$  – пластовое давление.

Дальнейшее увеличение фонда скважин и добычи приводит (после тт.3,3') к достижению почти максимального годового отбора (т.А). Такой характер динамики добычи позволяет заключить, что фондом скважин в 1988 г. – 270 ед., когда коллектор начал вырабатываться как однороднотрещинный Т, вся залежь охвачена разработкой, что подтверждается зависимостью абсолютно свободного дебита скважин от их расстояния до разломов (рисунок 4.10). Приразломная часть харак-

теризуется двух-четырёхкратным увеличением дебита, но на расстоянии более 2 км от разлома абсолютно свободные дебиты газа имеют значения около 1,5 млн м<sup>3</sup>/сут [19].



**Рисунок 4.10 – Зависимость дебита скважин  $Q_{a.c.}$  в сеноманских залежах от расстояния до разрывных нарушений  $R$ , зафиксированных по МОГТ в неокомских отложениях (по С. Н. Беспаловой и О. В. Бакуеву, 1995)**  
Месторождения: 1 – Западно-Таркосалинское, 2 – Ямбургское

Исходя из этого, дальнейшее увеличение более чем в два раза добывающих скважин лишь ускорило выработку трещинной емкости и относительно стабилизировало добычу в 1992-98 гг. Этот период характеризуется резким снижением пластового давления (рисунок 4.9б), образованием воронок депрессии и интенсивным внедрением в залежь воды. Максимальный подъем ГВК (до 10,1...19,2 м/год) приурочен к кустам скв.104, 107, 108, 302, 505, 605, 608, 681.

С 1999г. несмотря на увеличение фонда скважин, наблюдается ежегодное падение добычи и в 2009 г. (т.4') завершается выработка однородотрещинного

коллектора Т. В последующие годы эксплуатируются более худшие по фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС) порово-трещинные коллекторы ПТ, что подтверждается замедлением темпа падения пластового давления аналогично начальному (1986-89 гг.) периоду разработки (рисунок 4.9б).

Как показывает анализ динамики показателей разработки, одинаковые уровни годовой добычи повторяются дважды: на начальной стадии, когда происходило раскольматирование трещинной емкости и на стадии падающей добычи, когда вырабатываются худшие по ФЕС коллекторы. Исходя из этого, можно предположить окончание выработки порово-трещинных коллекторов ПТ (тт.5,5') и трещинно-поровых ТП (тт.6,6').

Поскольку коллекторы Т, ПТ, ТП характеризуются отрицательными значениями скин-эффекта [108,117,118], то они составляют группу трещинных коллекторов, и накопленная добыча с начала разработки до точки б(Б) отражает извлекаемые запасы из трещинной емкости -  $\sum Q_{гТ}$  (рисунок 4.9б). Анализ освоения газовых месторождений показывает, что выработка запасов завершается III стадией (падающей добычи) или весьма непродолжительной IV стадией, то есть обводнением трещин, то, следовательно, запасы поровой емкости не будут полностью вовлечены в разработку. Наличие обменных процессов и единство гидродинамической системы залежей свидетельствует о примерном равенстве балансовых запасов двух сред. Положение о равенстве балансовых запасов отмечено в работах отечественных и зарубежных исследователей, в частности Е. М. Смеховым, Т. В. Дорофеевой (1987), Х. Фрименом и С. Натансоном (1964) и многими др.

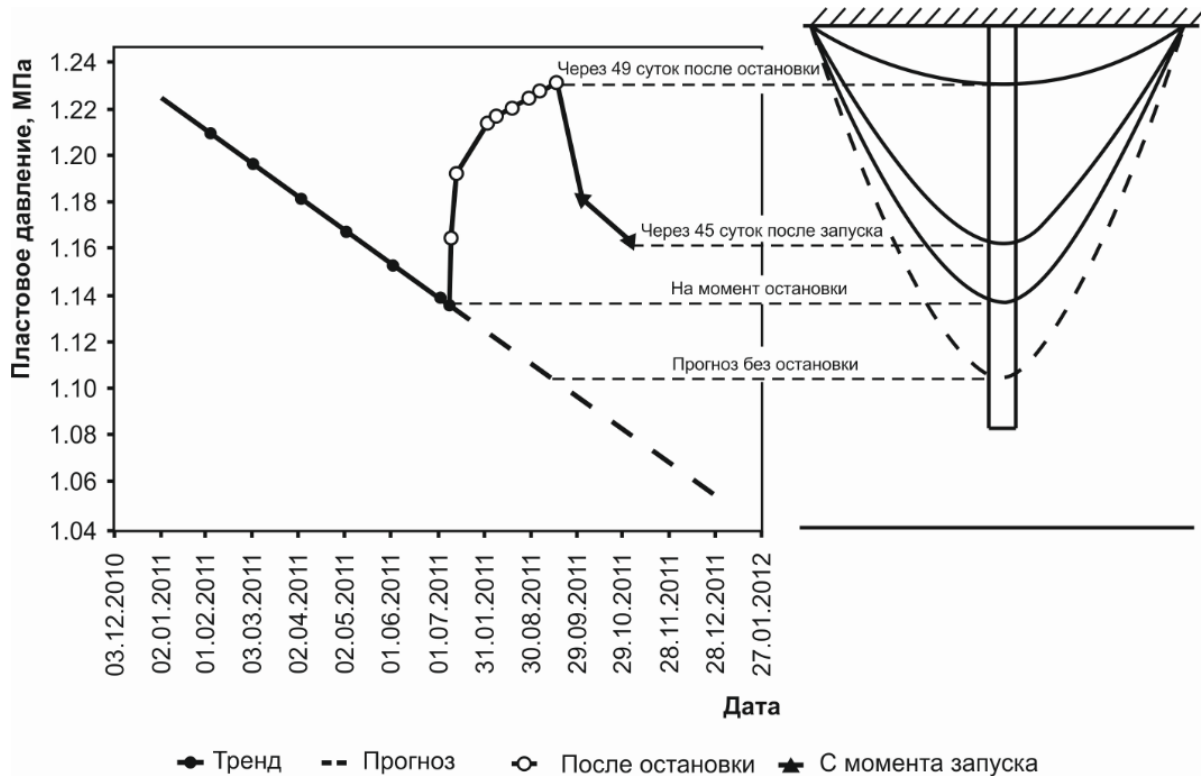
Исходя из модели залежи, одновременную выработку двух сред обеспечило бы ограничение годовой добычи при работе коллектора как ПТ (точки 3,3' рисунок 4.9а,б) при эксплуатационном фонде в 270 скважин. Темп отбора, соответствующий этому уровню (около 2 % балансовых запасов, точки 7', 8') при аналогичном нефтяным месторождениям соотношении  $Q_{гТ} \approx 2Q_{гПТ}$  (см.рисунок 4.9а), способствовал бы вовлечению в разработку низкопроницаемых коллекторов латерали. Однако, неучёт этого фактора обуславливает отдельную выработку запасов [108,117,118].

Если исключить влияние максимальной трещиноватости на форму кривой  $\sum Q_r$  (начало координат-точка б (Б)) – рисунок 4.9б, то линия 1 будет параллельна отрезкам ПТ и является результирующей R (как видно на дальнейшем ее продолжении после т.Б) между трещинной Т и поровой П средами. Следовательно, темп отбора, соответствующий этой закономерности, обеспечивает одновременную выработку трещин и пор, а также более замедленное снижение пластового давления. Согласно этой закономерности, одинаковый уровень накопленной добычи (точка В) будет достигнут на 7-8 лет позже, но пластовое давление (т.Г) будет значительно больше, чем по фактическому отбору (т.Д).

Поскольку разработка залежи предположительно завершается уровнем добычи в т.Б при конечном давлении в т.Е, то с учетом ее модели при соблюдении закономерности отбора газа из двух сред за счет сохранения пластовой энергии (т.Ж) возможно удвоение извлекаемых запасов –  $(\sum Q_r T + \sum Q_r P_{ост.})$ , то есть коэффициент газоотдачи будет близок к 1. Следовательно, оптимальный отбор обеспечивает условия для равномерного продвижения контуров нефтегазоносности и более полного извлечения нефти и газа из недр.

На месторождении Учкызыл в Средней Азии (А. Р. Ходжаев и др., 1974) в 1947 году в связи с высокой обводненностью добычу нефти прекратили, но после 22-летнего перерыва десятки скважин самопроизвольно переливали нефтью с суммарным дебитом 10-15 т/сут. Аналогичные последствия отмечены на месторождении Кокайты. Введение реабилитационных циклов для месторождений с выработанными активными запасами и сниженным пластовым давлением, позволяет стабилизировать флюидодинамическую систему залежей, восстановить пластовое давление, пополнить активные запасы нефти и газа за счет естественных процессов. Подтверждением этому на Ямбургском месторождении служит временная остановка газовых промыслов (ГП), которая позволяет восстановить энергетический потенциал и активные запасы за счет перетоков из смежных зон и периферии [2]. В результате этого уменьшаются воронки депрессии (рисунок 4.11) и за счет дополнительной энергии увеличивается добыча газа (таблица 4.1). Это ха-

рактерно для всех сводовых частей структуры вследствие центрально-группового (кустового) размещения добывающих скважин и формирования ГП.



**Рисунок 4.11 – Динамика среднего пластового давления до и после остановки ГП-2 (слева) и схема изменения воронки депрессии (справа) (по О. П. Андрееву и др.[2])**

**Таблица 4.1 – Сводные результаты контроля пластового давления в период остановки ГП-2, 3, 5 (по О. П. Андрееву и др.[2])**

Параметр	ГП-2	ГП-3	ГП-5
Длительность периода остановки скважин, сут	69	85,5	78
Рост пластового давления за период остановки, МПа	0,095	0,106	0,166
Объем притока газа за период остановки, млн м <sup>3</sup>	335,2	371,8	420,9
Время работы ГП с момента пуска до 01.11.2011, сут	45	38	47
Объем добычи газа с момента пуска ГП до 01.11.2011, млн м <sup>3</sup>	843,8	857,5	646,2
Снижение пластового давления с момента пуска ГП до 01.11.2011, МПа	0,067	0,136	0,124
Сокращение запасов газа с момента пуска ГП, млн м <sup>3</sup>	235,1	478,3	314,1
Фактическое пластовое давление на 01.11.2011, МПа	1,164	1,119	1,221
Расчетное пластовое давление на 01.11.2011 при работе без остановок, МПа	1,081	1,104	1,126
Сформированный резерв давления, МПа	0,082	0,014	0,095
Отношение резерва давления к величине годового снижения, %	48,2	12,3	63,3

Следовательно, реабилитационная практика подтверждает наличие остаточных запасов в поровых коллекторах не только газовых месторождений, у которых



непродолжительная или отсутствует IV стадия разработки, но и по нефтяным месторождениям, на которых даже после IV стадии не все запасы поровой емкости вовлечены в разработку.

Далее рассмотрено нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ). Ен-Яхинское расположено в северной части Западно-Сибирской низменности и административно находится в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области.

В тектоническом отношении оно приурочено к Ен-Яхинскому куполовидному поднятию III порядка, которое осложняет Песцовый вал Надым-Тазовской синеклизы и представляет собой брахиантиклинальную складку широтного простирания. Размеры Ен-Яхинской структуры по изогипсе (-3760 м) составляют 22 x 17 км, а альтитуда достигает 90 м. Блоковое строение фундамента нашло отражение в морфологии глубинного рельефа осадочного комплекса в виде протяженной разломно-трещиноватой зоны, проходящей с северо-запада на юго-восток, и перпендикулярно ей с северо-востока на юго-запад развиты два аналогичных линеамента.

Геологический разрез Ен-Яхинского НГКМ представлен терригенными песчано-глинистыми отложениями мезазойско-кайнозойского платформенного чехла, залегающими на породах промежуточного структурно-формационного яруса и складчатом палеозойском основании.

Промышленная нефтегазоносность установлена в сеноманских и неокомских отложениях. Сеноманская залежь газа является составной частью Уренгойского месторождения и осваивается общей системой разработки. В неокомских отложениях выявлены четыре нефтегазоконденсатных залежи, которые залегают в интервале 2830-3150 м в продуктивных пластах БУ81-2, БУ83 (тангаловская свита) и БУ102, БУ121 (сортымская свита). Продуктивные отложения этих залежей представлены переслаиванием песчаников и алевролитов с глинистыми прослоями.

В разработке с 2003 г. находятся только газоконденсатные залежи (без нефтяной оторочки) пластов БУ<sub>8</sub><sup>1-2</sup> и БУ<sub>10</sub><sup>2</sup>, которые имеют близкие геолого-промысловые характеристики (таблица 4.2)

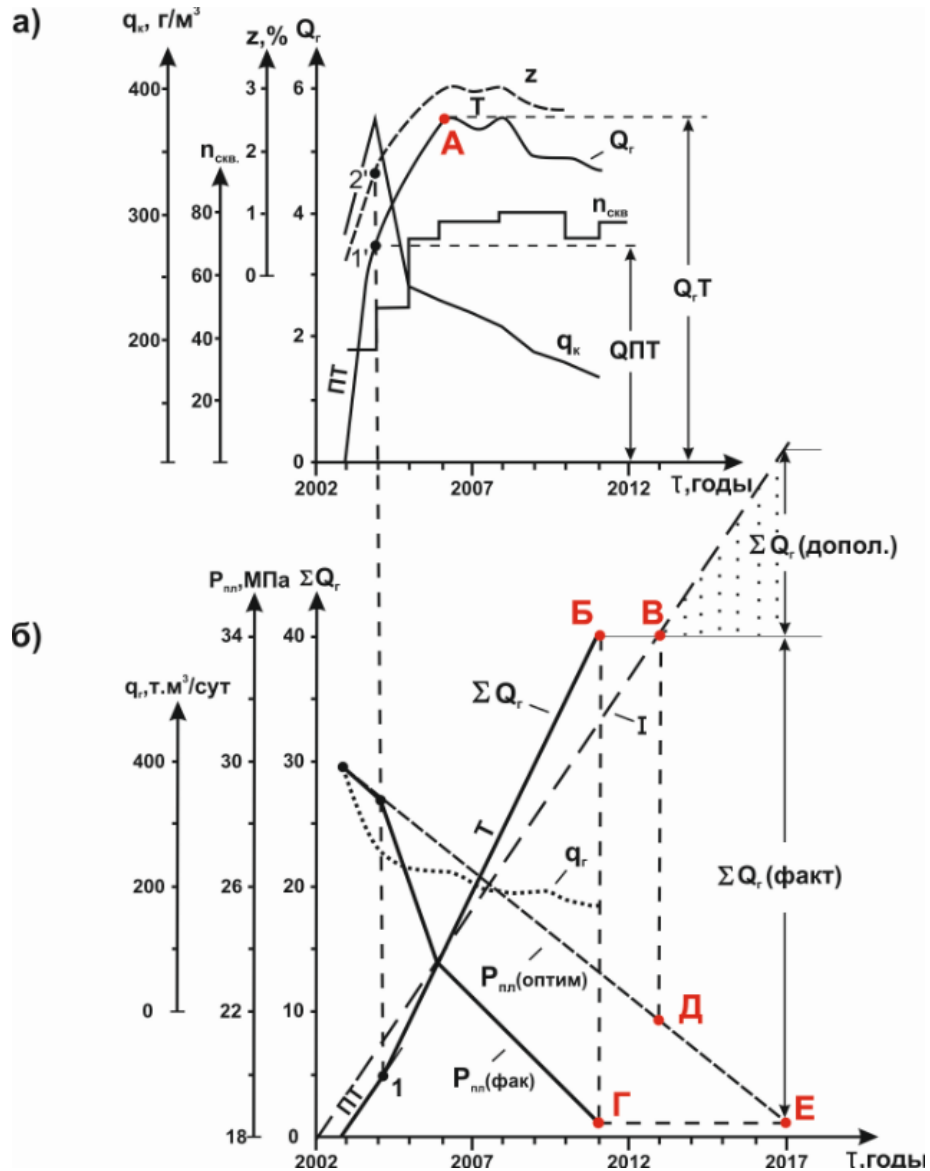
**Таблица 4.2 – Геолого-промысловые характеристики  
газоконденсатных залежей  
(по материалам ООО “ТюменНИИгипрогаз”)**

<b>Параметры</b>	<b>пласт БУ<sub>8</sub><sup>1-2</sup></b>	<b>пластов БУ<sub>10</sub><sup>2</sup></b>
Тип залежи	пластовая сводовая	пластовая сводовая
Размер залежи, км	28,5 x 15,5	28 x 14
Высота залежи, м	68-78.8	69,0
Начальное пластовое давление, МПа	29,5	30,5
Дебиты газа, т.м <sup>3</sup> /сут	23-580	113-878
Потенциальное содержание конденсата, г/м <sup>3</sup>	289,6	271,2
Относительная плотность смеси, г/см <sup>3</sup>	0,857	0,828
Глубина залегания, м	2830-2908,8	3009-3078
Общая толщина пласта, м	27-52	18-44
Эффективная газонасыщенная толщина, м	1,8-32,8	0,8-24,2
Тип коллектора	порово-трещинный	порово-трещинный
Коэффициент газонасыщенности, д.ед.	0,289-0,867	0,258-0,839
Пористость коллектора, %	9,3-20,5	9,8-19,5
Проницаемость, мД	0,24-254	0,27-422
Коэффициент песчанности, д.ед.	0,36-0,84	0,21-0,98
Коэффициент расчлененности, д.ед.	4-16	1-12

Система разработки на данном месторождении предусматривала централь-но-групповое (кустовое) размещение добывающих скважин в сводовых частях структуры и формирование газовых промыслов. Следует заметить, что продуктивные пласты разбуривались самостоятельной сеткой скважин, а показатели разработки обобщались, однако, и в этом случае проявляются общие закономерности, которые будут изложены ниже, и это свидетельствует о единстве гидродинамической системы залежей.

Поскольку в процессе бурения происходила кольматация трещин, то при освоении скважин наблюдалась очистка трещинной емкости, поэтому в начале разработки уровень добычи соответствовал дренированию порово-трещинного коллектора ПТ (рисунок 4.12, до тт. 1,1'). Этот период характеризуется ростом содержания конденсата, медленным темпом снижения пластового давления, а годовые отборы не превышают 2 % балансовых запасов. После тт.1,1' коллектор вырабатывается как однороднотрещинный Т, следовательно, фондом скважин (50 ед. – 2004 г.) залежи полностью охвачены разработкой, и поэтому дальнейшее увеличение количества добывающих скважин и темпа годовых отборов привело к

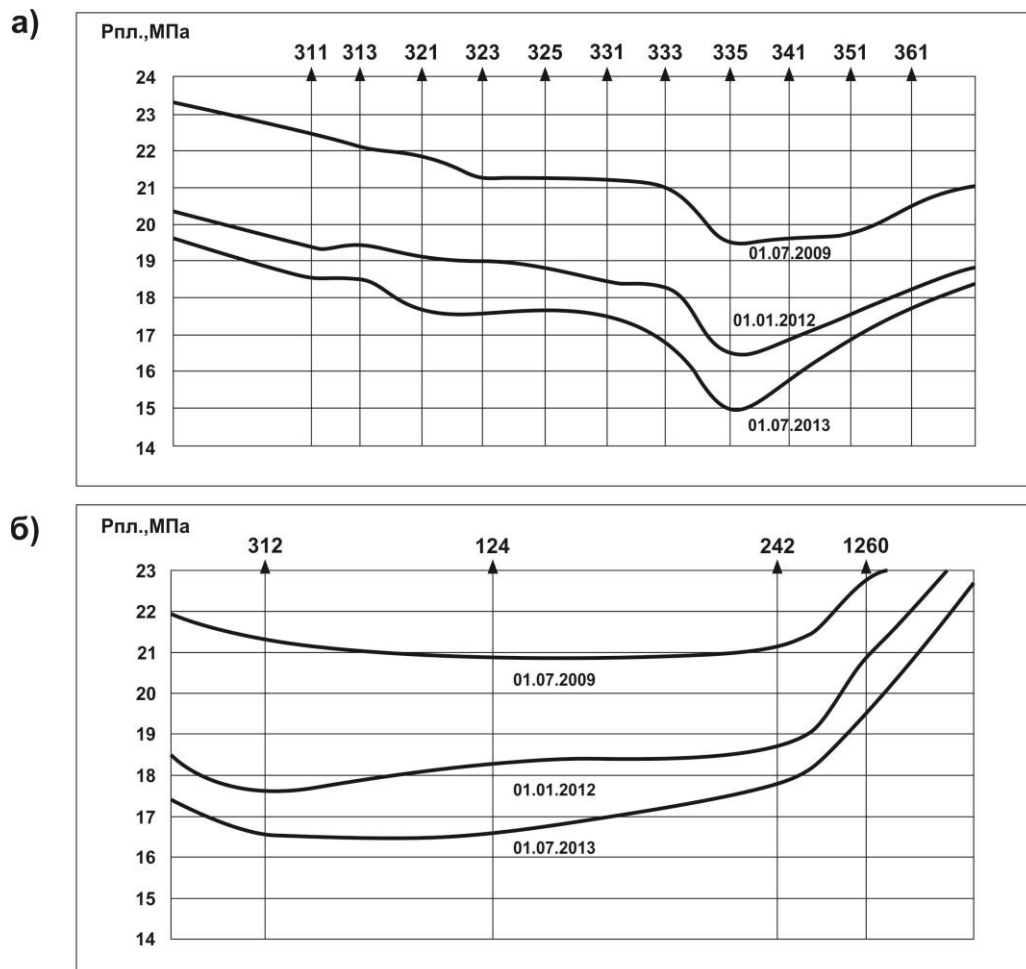
достижению максимальной добычи (т.А – 2006 г.), резкому снижению пластового давления и содержания конденсата. Как и по другим месторождениям [106,111]  $Q_{гПТ} \approx 0,5Q_{гТ}$  (рисунок 4.12а).



**Рисунок 4.12 – Динамика средних (а) и суммарных (б) по годам показателей разработки газоконденсатных залежей Ен-Яхинского месторождения (выполнил А. А. Томилов, 2015 по материалам ООО «ТюменНИИгипрогаз»)**  
 $Q_g$ ,  $\Sigma Q_g$  – соответственно годовая и суммарная добыча газа, усл.ед;  $n_{скв}$  – фонд добывающих скважин;  $z$  – темп отбора в % от балансовых запасов;  $q_k$  – содержание конденсата;  $q_w$  – среднесуточный дебит скважин;  $P_{пл}$  – пластовое давление.

Так как при выработке однороднотрещинных коллекторов Т дренирование осуществляется по вертикали, то формируются глубокие воронки депрессии (рисунок 4.13), обводняются и выводятся из эксплуатации скважины (рисунок 4.12а)

и, как следствие, на переклиналях структур и между сводовыми поднятиями формируются трудноизвлекаемые запасы.



**Рисунок 4.13 – Продольные профили распределения пластовых давлений во времени по скважинам в конденсатных залежах**

а – пласт БУ<sub>8</sub><sup>1-2</sup>, б – пласт БУ<sub>10</sub><sup>2</sup>

(выполнил А. А. Томилов, 2015 по материалам ООО «ТюменНИИгипрогаз»)

Несмотря на ввод новых скважин в 2008-11гг. добыча газа непрерывно снижается и в ближайшие годы на уровне т.1' (рисунок 4.12а) завершится выработка однороднотрещинных коллекторов Т и в разработку будут вовлечены коллекторы с более худшими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), а именно – порово-трещинные ПТ и трещино-поровые ТП. Исходя из того, что коллекторы Т, ПТ, ТП характеризуются отрицательными значениями скин-эффекта, то они составляют группу трещинных коллекторов [106], следовательно, в проекте разработки недостаточно учитывалась фильтрационно-емкостная и гидродинамическая модель залежей, и поэтому производится отдельная выработка запасов: вначале из трещиной емкости (коллекторы Т, ПТ, ТП), а после ее выработки и об-

воднения на участках с поровыми коллекторами. Подобная практика характеризуется неэффективным использованием пластовой энергии, снижением добычи конденсата, заземлением остаточных запасов в поровой емкости и обуславливает несоответствие проектных и фактических показателей. Эффективность разработки также снизила нереализованная система поддержания пластового давления путем внедрения сайклинг-процесса.

Поскольку основные извлекаемые запасы содержатся в трещинной емкости, а разработка завершается третьей или непродолжительной четвертой стадией, то большая часть запасов в поровых коллекторах останется невыработанной. Совместную выработку двух сред обеспечивает учет фильтрационно-емкостной и гидродинамической модели залежей. Это определяется следующим образом: если исключить прямой I влияние максимальной трещиноватости на форму кривой  $\Sigma Q_g$  (рисунок 4.12б), то она будет параллельна отрезку ПТ и, как показывает анализ по выработанным месторождениям, является результирующей R между трещиной и поровой средами, что обеспечивает одновременный отбор газа, т.е. отбор из трещин восполняется подтоком из пор. Темп отбора, соответствующий этой закономерности (2 % балансовых запасов), обеспечивает медленное снижение пластового давления (за счет дренирования по латерали), рост конденсатоотдачи и достижения одинакового с фактическими (т.Б) уровня добычи всего опозданием на два года (т.В), а за счет запаса пластовой энергии (т.Д по сравнению с т.Г) дополнительный прирост добычи составит около 15 млрд м<sup>3</sup> газа и около 4 млн т конденсата (рисунок 4.12б).

В сложившейся системе разработки увеличение добычи конденсата можно достичь путем перераспределения пластового давления для чего необходимо ввести в эксплуатацию скважины между сводовыми поднятиями и на периферии и одновременно уменьшить отборы в сводовых частях структуры. Своевременная корректировка системы разработки будет способствовать выравниванию пластовых давлений по всей залежи и исключит преждевременный прорыв воды в сводовые части структуры. Рост и стабилизация пластового давления возможны, если дебит скважин не будет превышать 200 т. м<sup>3</sup>/сут (рисунок 4.12б). Внедрение этой системы по залежам позволит повысить газо- и конденсатоотдачу соответственно до 90 и 40 % [111].



На практике в последние годы для стабилизации флюидодинамической системы залежей применяется временная остановка промыслов. Это позволяет восстановить энергетический потенциал и активные запасы вследствие перетоков из смежных зон и периферии. В результате уменьшаются воронки депрессии, и за счет дополнительно энергии увеличивается добыча газа и конденсата [5].

Изложенное позволяет сделать следующие выводы:

- Природные резервуары представляют собой единые гидродинамические системы, содержащие УВ в трещинной и поровой средах. Модель залежей универсальна. Это подтверждает динамика геолого-промысловых параметров и показателей разработки.
- Единство и непрерывность гидродинамической системы залежей и наличие обменных процессов между средами свидетельствует о примерном равенстве их балансовых запасов.
- Создание значительных депрессий или внедрение заводнения исключает подток из пор, что приводит к первоочередной выработке, обводнению трещинной емкости и формированию трудноизвлекаемых запасов в целиках поровой (матричной) емкости коллектора. Основные извлекаемые запасы содержатся в трещинной емкости.
- Кустовое бурение в сводовых частях структур и высокие темпы годовых отборов обуславливают формирование воронок депрессии, первоочередную выработку и обводнение трещинной емкости и защемление остаточных запасов на участках с поровыми коллекторами.
- Темп годовых отборов, не превышающий 2 % балансовых запасов, обеспечивает одновременную выработку двух сред, эффективное использование пластовой энергии, длительный безводный период, достижение максимальных коэффициентов нефте- и газоотдачи при меньших экономических затратах.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Изменение представления о геологических процессах, участвовавших в формировании залежей нефти и газа, и, вследствие, уточнения фильтрационно-емкостной и гидродинамической моделей залежей УВ в сторону активизации разломно-блокового строения, позволили объяснить многие расхождения в практике разработки месторождений нефти и газа. В проведенной исследовательской работе сделаны следующие теоретические и практические выводы в геологии, поисках и разведке нефтяных и газовых месторождений:

1. Разломно-блоковая тектоника способствует разуплотнению пород, развитию зон деструкции по которым происходит вертикальная миграция углеводородов и формирование залежей в различных по литологии отложениях.

2. Тектонический фактор оказывает превалирующее влияние на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов. Флюиды содержатся в трещинах и капиллярных каналах, соизмеримых с порами, между которыми происходят обменные процессы, что предопределяет развитие в продуктивных толщах трещинных, порово-трещинных, трещинно-поровых и поровых коллекторов и единство гидродинамической системы месторождений. Это подтверждает дифференциация скважин по дебитам и приемистости, диапазон индикаторных диаграмм и динамика показателей разработки.

3. Создание значительных депрессий или внедрение системы заводнения нарушают единство гидродинамической системы залежей, исключают подпитку трещин УВ из низкопроницаемых пор, способствуют межпластовым перетокам и обуславливают первоочередную выработку и обводнение трещинной емкости и формирование трудноизвлекаемых запасов на участках с поровыми коллекторами. Основные извлекаемые запасы содержатся в трещинных коллекторах.

4. Идентичный характер изменения геолого-промысловых параметров и динамики показателей разработки независимо от литологии продуктивных отложений подтверждает универсальность фильтрационно-емкостной и гидродинамической модели залежей нефти и газа.

5. Комплексирование дистанционных методов (геохимических исследований, аэро- и космосъемки), карт структурных поверхностей пластов с результатами применения инверсии сейсмических данных (3D) позволяет выделять наиболее перспективные участки для поисков залежей нефти и газа и их разработки, что подтверждается результатами испытаний и эксплуатацией скважин.

6. Темп годовых отборов, не превышающий 2% балансовых запасов, обеспечивает одновременную выработку двух сред, эффективное использование пластовой энергии, длительный безводный период, достижение максимальных коэффициентов нефте– газо– и конденсатоотдачи при меньших экономических затратах.

Перспективами дальнейших исследований будет создание геологической модели флюидодинамической системы Рогожниковского месторождения, на базе проведенной автором исследовательской работы.

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Абля, Э. А. Геохимические парадигмы и некоторые другие вопросы нефтегазообразования / Э. А. Абля // Генезис нефти и газа. – М.: ГЕОС. – 2003. – С. 3-5.
2. Андреев, О. П. Рациональное использование энергии пласта газовых залежей на завершающей стадии разработки / О. П. Андреев, С. К. Ахмедсафин, С. А. Кирсанов, В. З. Минликаев, А. Н. Лапердин, А. В. Красовский // Наука и техника в газовой промышленности. – 2013. – № 1. – С. 22-29.
3. Архипов, А. Я. Геохимические методы поисков месторождений нефти и газа / А. Я. Архипов, Е. В. Кучерук, А. В. Петухов // Итоги науки и техники. Т. 5. – М.: ВНИИТИ, 1980. – 142 с.
4. Атлас: Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа / коллектив авторов, ГП ХМАО «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпильмана». – Ханты-Мансийск, 2004. – 172 с.
5. Багдасарова, М. В. Связь типов флюидных систем нефтегазоносных бассейнов с эндогенным режимом и современной геодинамикой / М. В. Багдасарова // Генезис нефти и газа. – М.: ГЕОС. – 2003. – С.27-29.
6. Багдасарова, М. В. Современная динамика зон разломов нефтегазоносных территорий и новые геодинамические критерии поисков залежи углеводородов / М. В. Багдасарова, В. А. Сидоров // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2002. – № 12. – С. 9-16.
7. Багринцева, К. И. Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа / К. И. Багринцева – М.: Недра. – 1977. – С. 5-16, 52, 211-212.
8. Багринцева, К. И. Определение трещиноватости горных пород люминисцентно - ультразвуковым методом / К. И. Багринцева // Разведка и охрана недр. – М. – 1970. – №5. – С. 39-42.
9. Багринцева, К. И. Трещиноватость осадочных пород / К. И. Багринцева. – М.: Недра. – 1982. – С. 6, 105, 166-167, 194-195.

10. Баженова, О. К. Происхождение нефти - фундаментальная проблема естествознания / О. К. Баженова, Б. А. Соколов // Геология нефти и газа. – 2002. – №1. – С. 2-8.

11. Бакуев, О. В. Новые данные о нефтегазоносности баженовской свиты южных районов тюменской области / О. В. Бакуев, С. Ф. Хафизов, Ю. А. Стовбун, Р. Н. Хасанов // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 6. – С. 445-453.

12. Барташевич, О. В. Геохимические методы поисков нефтяных и газовых месторождений / О. В. Барташевич и др. – М.: Недра, 1980.

13. Белкин, В. И. Модель коллекторов нефти баженовской свиты Салымского месторождения / В. И. Белкин, Е. П. Ефремов, Н. Д. Каптелинин // Нефтяное хозяйство. – 1983. – № 10. – С. 27-31.

14. Бембель, Р. М. Модель формирования и схема поисков зон коллекторов в верхнеюрских битуминозных глинах Большого Салыма / Р. М. Бембель, В. Г. Гулина, В. И. Кузнецов // Математические методы прогнозирования нефтегазоносности в Западной Сибири. – Тюмень. – 1987. – С. 30-35.

15. Бембель, Р. М. Геосолитоны: функциональная система Земли, концепция разведки и разработки месторождений углеводородов / Р. М. Бембель, В. М. Мегеря, С. Р. Бембель. – Тюмень: Издательство “Вектор Бук”, 2003. – 344 с.

16. Бембель, Р. М. Поиски и разведка месторождений углеводородов на базе геосолитонной концепции дегазации земли / Р. М. Бембель, В. М. Мегеря, С. Р. Бембель // Геология нефти и газа. – 2006. – № 2.

17. Бембель, С. Р. Концепция дегазации, геодинамика и флюидодинамика и их геосолитонная составляющая при прогнозе и картировании залежей нефти и газа / С. Р. Бембель // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 12. – С. 84-88.

18. Бембель, С. Р. Моделирование сложнопостроенных залежей нефти и газа в связи с разведкой и разработкой месторождений Западной Сибири // С. Р. Бембель Изд-во ОГУП “Шадринский дом печати”, 2010. – с. 80.

19. Беспалова, С. Н. Оценка влияния разломов на геологические особенности залежей и продуктивность коллекторов газовых месторождений Западной Си-



бири / С. Н. Беспалова, О. В. Бакуев // Проблемы нефтегазовой геологии. – 1995. – №7. – С. 16-21.

20. Богатырева, О. А. К использованию данных космической съемки при нефтегазопроисковых работах на территории Бымско-Кунгурского гидрогеологического бассейна / О. А. Богатырева, В. Н. Быков, Ю. А. Ильиных. – Пермь: Перм. политехн. ин-т. – 1986.

21. Богатырева, О. А. Типизация залежей углеводородов по гидродинамическому фактору в гидрогеологических бассейнах Пермского Приуралья / О. А. Богатырева, В. Н. Быков, Р. М. Дозорцев, Ю. А. Ильиных, С. Н. Калабин. – Пермь: Перм. политехн. ин-т. – 1986.

22. Богатырева, О. А. К использованию данных космической съемки при нефтегазопроисковых работах на территории Висимского гидрогеологического бассейна / О. А. Богатырева, В. Н. Быков, Ю. А. Ильиных. – Пермь: Перм. политехн. ин-т. – 1986. – 18 с.

23. Богатырева, О. А. К использованию данных космической съемки при нефтегазопроисковых работах на территории Соликамского и Сылвинского гидрогеологических бассейнов / О. А. Богатырева, Р. Н. Дозорцев, Ю. А. Ильиных, С. Н. Калабин // Геология месторождений горючих полезных ископаемых, их поиски и разведка. – Пермь. – 1986. – С 13-20.

24. Богатырева, О. А. К использованию данных космической съемки при нефтегазопроисковых работах на территории Верхнекамского (восточный склон) гидрогеологического бассейна / О. А. Богатырева, В. Н. Быков, Ю. А. Ильиных // Вопросы геологии и нефтегазоносности Пермского Приуралья. – Пермь. – 1986. – С. 90-113.

25. Бородкин, В. Н. Ачимовская толща одна из главных объектов стабилизации добычи углеводородного сырья на севере Западной Сибири / В. Н. Бородкин, А. Р. Курчиков, Ю. Л. Попов, Е. А. Потапова // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского Мегабассейна (Опыт, Инновации) том 2. – 2012.

26. Вассоевич, Н. Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние) / Н. Б. Вассоевич // Известия АН СССР. Сер. геол. – 1967. – №11. – С. 135-156.

27. Виктор Орре Обнаружение мелких разломов и трещин с помощью сейсмических данных / Виктор Орре, Донателла Астратти, Таха Нассер Али Аль Дайини, Б. Эндрю, С. Кларк, Майкл Дж. Стеллас, Джек В. Стрингер, Брайан Толл, Оле В. Вайбэк, Джиллиан Уайт // Нефтегазовое обозрение. – 2012. – № 2. Перевод статьи ‘Seismic Detection of Subtle Faults’, Oilfield Review, Summer 2012:24, no.2.

28. Волков, А. М. Влияние вертикальной миграции флюидов на формирование залежей нефти и газа / А. М. Волков, Н. Н. Поплавский, Н. Н. Ростовцев, А. В. Рыльков, Г. М. Шинкеев // Труды ЗапСибНИГНИ, 1968. – № 8. – 275 с.

29. Всевожский, В. А. Основы гидрогеологии / В. А. Всевожский. – М.:МГУ, 1991. – 351 с.

30. Всевожский, В. А. Анализ закономерностей гидродинамики глубоких пластовых систем / В. А. Всевожский, В. И. Дюнин // Вестник МГУ. Сер.геол. – 1996. – №3. – С. 61-72.

31. Габриэлянц, Г. А. Методические рекомендации по выбору систем размещения поисковых скважин / Г. А. Габриэлянц, Ю. В. Сорокин, В. В. Мухин, В. Я. Соколов. – М.: ВНИГНИ, 1979.

32. Гаврилов, В. П. Влияние разломов на формирование зон нефтегазонакопления / В. П. Гаврилов. – М.: Недра, 1975. – 272 с.

33. Гаврилов, В. П. Концепция продления “нефтяной эры” в России / В. П. Гаврилов // Геология нефти и газа. – 2005. – № 1. – С. 53-59.

34. Гаврилов, В. П. Мобилистские идеи в геологии нефти и газа / В. П. Гаврилов // Геология нефти и газа. – 2007. – № 2. – С. 41-48.

35. Гаврилов, В. П. Разломная тектоника и нефтегазонакопление в земной коре / В. П. Гаврилов, Б. В. Григорьянц, П. И. Дворецкий, В. А. Пономарев, М.И. Тарханов // Энергетические минерально-сырьевые ресурсы, 1997. – 152 с.

36. Гладков, Е. А. Влияние техногенной трещиноватости на ускорение деформационно-метасоматических преобразований залежей нефти / Е. А. Гладков // Горные ведомости. – 2012. – 4 (95). – С. 72-82.

37. Глухманчук, Е. Д. Трещинно-блоковая структура месторождений как основная причина низкой эффективности геолого-гидродинамических моделей / Е. Д. Глухманчук, В. В. Крупицкий, А. В. Леонтьевский // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО – Югры. Том 2. – 2013. – С. 60-65

38. Глухманчук, Е. Д. Анализ результатов пробной эксплуатации залежей в баженовско-абалакском комплексе на Среднеазиатском и Галяновском месторождении с позиции их блокового строения / Е. Д. Глухманчук, В. В. Крупицкий, А. В. Леонтьевский, В. Б. Скоробогатов // Двенадцатая научно-практическая конференция. Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО – Югры.

39. Горбунов, С. А. Уточнение модели сеноманской газовой залежи Етыпуровского месторождения / С. А. Горбунов, В. А. Жбаков, С. Г. Крекнин // Горные ведомости. – 2005. – № 3. – С. 42-49.

40. Горюнов, И. И. Некоторые результаты методического исследования трещинных коллекторов по их электрическому сопротивлению / И. И. Горюнов // Вкн. Трещиноватость горных пород и трещинные коллекторы. – Л., ВНИГРИ. – 1962. – С. 148-168.

41. Гурари, Ф. Г. Региональный прогноз промышленных скоплений углеводородов в доманикитах / Ф. Г. Гурари // Геология нефти и газа. – 1984. – № 2. – С. 1-5.

42. Гурари, Ф. Г. Геологическое строение и нефтегазоносность нижней-средней юры Западно-Сибирской провинции / Ф. Г. Гурари, В. П. Девятов, В. И. Демин и др. – Новосибирск: Наука, 2005. – 156 с.

43. Гурари, Ф. Г. Дизъюнктивная тектоника Западно-Сибирской плиты / Ф. Г. Гурари, К. И. Микуленко, В. С. Старосельцев и др. // Тр.СНИИГГИМСа. – Новосибирск, 1974.

44. Денисов, С. Б. О перспективах нефтегазоносности абалакской свиты в районе Краснотенинского свода и правобережья р. Обь / С. Б. Денисов, И. А. Маркина // Геофизика. – 2006. – № 2. – С. 27-30.

45. Дмитриевский, А. Н. Доюрский комплекс Западной Сибири – новый этаж нефтегазоносности (Проблемы поисков, разведки и освоения месторождений углеводородов) / А. Н. Дмитриевский, В. Шустер, С. Пунанова Изд. LAP LAMBERT Academi Publishing, 2012. – 135 с.

46. Дьяконов, Д. И. Общий курс геофизических исследований скважин / Д. И. Дьяконов, Е. И. Леонтьев, Г. С. Кузнецов // Учебник для вузов. Изд.2-е, перераб. – М.:Недра, 1984. – 432с.

47. Дюнин, В. И. Гидродинамика глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов / В. И. Дюнин. – М.:Научный мир, 2000. – 472 с.

48. Ермаков, В. И. Геологические модели залежей нефтегазоконденсатных месторождений Тюменского Севера / В. И. Ермаков, А. Н. Кирсанов, Н. Н. Кирсанов и др. – М.: Недра, 1995. – 464 с.

49. Жабрев, И. П. Суперколлекторы и их роль в управлении системой разработки / И. П. Жабрев, С. Н. Закиров, М. А. Политыкина // Геология нефти и газа. – 1986. – №8. – С. 1-6.

50. Жарков, А. М. Оценка потенциала сланцевых углеводородов России / А. М. Жарков // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2011 г. – № 3. – С. 16-21.

51. Жданов, М. А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов / А. М. Жарков. – М.: Недра. – 1970. – С.422-424, 466-472.

52. Жданов, М. А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов / А. М. Жарков. – М.: Недра. – 1985. – С.214-236.

53. Заватский, М. Д. Изучение полей концентраций углеводородных газов в поверхностных природных сорбентах в связи с поисками и разведкой залежей нефти и газа в Западной Сибири. автореф. дисс. к. г. – м. н. : 25.00.12 / Заватский Михаил Дмитриевич. Тюмень, 2009. – 16 с.

54. Заватский, М. Д. Геохимическая съемка по снежному покрову, как эффективный метод поиска и разведки залежей нефти и газа в юрских отложениях Западной Сибири / М. Д. Заватский, В. А. Гуцин, А. В. Рыльков // Материалы научно-практической конференции «Перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской нефтегазовой провинции». – Тюмень. – 2004. – С. 95-99.

55. Зайцев, Г. С. Состояние разработки нефтяных месторождений ХМАО в 1999 г. / Г. С. Зайцев, С. Е. Сутормин, И. П. Толстолыткин // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. – Ханты-Мансийск. – 2000. – С. 6-11.

56. Запивалов, Н. П. Нефтегазоносный комплекс России: состояние и перспективы на XXI в. / Н. П. Запивалов // Георесурсы. – 2002. – №1. – С. 32-35.

57. Запивалов, Н. П. Гидродинамические типы месторождений углеводородов Пермского Приуралья и Западной Сибири / Н. П. Запивалов, О. А. Богатырева // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2003. – № 1. – С 25-28.

58. Запивалов, Н. П. Гидродинамические типы месторождений углеводородов Васюганской гряды Западно-Сибирского бассейна (западная часть Томской области) / Н. П. Запивалов, О. А. Богатырева // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2000. – №3. – С. 27-32.

59. Запивалов, Н. П. Прогноз нефтегазоносности восточной части Томской области по данным аэрокосмической информации и гидродинамики / Н. П. Запивалов, О. А. Богатырева // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2003. – № 2. – С. 10-14.

60. Запивалов, Н. П. Сравнительная характеристика гидродинамических типов месторождений углеводородов Западно-Сибирского артезианского бассейна / Н. П. Запивалов, О. А. Богатырева // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2000. – №10. – С. 13-17.

61. Запивалов, Н. П. Типизация месторождений углеводородов по гидродинамическим факторам центральной части Западно-Сибирского бассейна (Ноябрьский район) / Н. П. Запивалов, О. А. Богатырева // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1999. – № 10. – С. 10-14.



62. Запивалов, Н. П. Открытые флюидодинамические системы юга Западной Сибири и их связь с нефтегазоносностью / Н. П. Запивалов, О. А. Богатырева // ДАН. – 1997. – № 5. – С. 656-658.

63. Запивалов, Н. П. Флюидодинамические модели залежей нефти и газа / Н. П. Запивалов, И. П. Попов; под ред. В. Г. Каналина. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2003. – 198 с.

64. Зубков, М. Ю. Прогноз углеводородных залежей в трещинных коллекторах баженовской и абалакской свит Восточно-Пальяновской площади на основе результатов сейсморазведки и тектонофизического моделирования / М. Ю. Зубков, П. М. Бондаренко, Я. А. Трухан и др. // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. – Ханты-Мансийск. – 2000. – С. 174-187.

65. Зубков, М. Ю. Литолого-стратиграфическая характеристика отложений баженовской и абалакской свит центральной части Краснотенинского свода / М. Ю. Зубков, К. М. Мулявин, А. И. Чуйко // Основные направления научно-исследовательских работ в нефтяной промышленности Западной Сибири. – Тюмень: СибНИИ НП. – 1998. – С. 138-158.

66. Зубков, М. Ю. Методы оценки перспектив нефтегазоносности баженовской и абалакской свит Западной Сибири / М. Ю. Зубков, С. А. Скрылев, П. М. Бондаренко и др. // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. – Ханты-Мансийск. – 1999. – С. 206-222.

67. Исаев, В. И. Экспериментальное обоснование межпластовой вертикальной миграции нефтяных углеводородов / В. И. Исаев, Ю. В. Коржов, А. А. Жильцова, М. Я. Кузина // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского Мегабассейна (Опыт, Инновации). Материалы Восьмой Всероссийской научно-технической конференции (посвященной 100-летию со дня рождения В. И. Муравленко) – 2012. – С. 20-23.

68. Карпов, В. Как ищут нефть или время собирать камни / В. Карпов // Нефтегазовая Вертикаль. – 2012. – № 7. – С. 44-47.

69. Киссин, И. Г. Флюиды в земной коре. Геофизические и тектонические аспекты / И. Г. Киссин. – М.: Наука, 2009. – 328 с.

70. Конюхов, В. И. Перспективы нефтегазоносности низов Фроловской свиты (готерив) Западной Сибири Центр рационального недропользования / В. И. Конюхов, Г. С. Ясович // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1997. – №2. – С. 2-6.

71. Конюхо, И. А. Литолого-фациальные особенности и трещиноватость мезозойских карбонатных пород в связи с их нефтегазоносностью / В. И. Конюхов. – М.:изд-во МГУ. – 1966. – С. 35-37.

72. Конюхов, И. А. Коллекторы нижнемелового возраста на восточном склоне Ставропольского свода / И. А. Конюхов, И. А. Назаревич // Геология нефти и газа. – 1966. – №5. – С. 46-49.

73. Корилов, А. П. Новые данные о геологическом строении Мессояхского участка / А. П. Корилов, Ю. М. Ильин, В. А. Носонов и др. // Горные ведомости. – 2010. – № 9. – С. 52-61.

74. Корчуганова, Н. И. Новейшая тектоника с основами современной геодинамики / Н. И. Корчуганова // Методическое руководство – М.: Геокарт, ГЕОС, 2007. – 354 с.

75. Кропоткин, П. Н. Результаты и перспективы исследования по проблеме “Дегазация земли и геотектоника” / П. Н. Кропоткин, Б. М. Валяев // Тез.докладов III Всесоюзного совещания: Дегазация земли и геотектоника. – М.: Наука. – 1991. – С. 3-6.

76. Кузьмин, А. А. Прогноз и особенности выделения участков повышенной продуктивности скважин на разрабатываемых месторождениях углеводородов. Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири / А. А. Кузьмин, Р. М. Бембель // Материалы международной академической конференции. – Тюмень, 2009. – С. 196-200.

77. Курчиков, А. Р. Гидрогеотермические критерии нефтегазоносности / А. Р. Курчиков. – М.: Недра, 1992. – 231 с.

78. Курчиков, А. Р. Гидродинамическая природа геотемпературной аномалии в Салымском и Красноленинском районах Западной Сибири / А. Р. Курчиков // Тр. ЗапСибНИГНИ, вып. 164. – Тюмень. – 1981. – С. 38-47.

79. Курчиков, А. Р. Необходимость применения геохимической съемки при подготовке структур к эксплуатационному бурению на примере Тямкинского и Усть-Тегусского месторождений (Уватский район Тюменской области) / А. Р. Курчиков, Д. В. Емельянов, Р. И. Тимпанов, А. Ю. Белоносков // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2013. – № 6. – С. 25-38.

80. Лебединец, Н. П. Геолого-промысловые особенности месторождения Тенгиз / Н. П. Лебединец // Геология нефти и газа. – 1990. – №2. – С. 2-4.

81. Лебединец, Н. П. О строении и разработке месторождения Карабулак-Ачалуки / Н. П. Лебединец // Труды I Всесоюзного совещания по трещинным коллекторам нефти и газа. – Л., Гостоптехиздат. – 1961. – С. 180-192.

82. Маркушина, О. С. Анализ истории развития Тазовского поднятия (аптальб-сеноман) / О. С. Маркушина // СибНАЦ – взгляд в будущее: Материалы науч.-практ. конф. молодых специалистов. – Тюмень. – 2008. – С. 23-32.

83. Маркушина, О. С. Модель геологического строения сеноманской залежи УВ (пласты ПК1-ПК6) Северо-Комсомольского месторождения / О. С. Маркушина // Горные ведомости. – 2006. – № 5. – С. 40-46.

84. Материалы международной академической конференции Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири СЗСэ 09. – С. 266-268.

85. Мегакомплексы и глубинная структура Западно-Сибирской плиты Под ред. В. С. Суркова. – М.: Недра, 1986. - 149с.

86. Муслимов, Р. Х. Определяющая роль фундамента осадочных бассейнов в формировании постоянной подпитки (возобновлении) месторождений / Р. Х. Муслимов // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 3. – С. 24-29.

87. Муслимов, Р. Х. Потенциал фундамента нефтегазоносных бассейнов - резерв пополнения ресурсов углеводородного сырья в XXI веке / Р. Х. Муслимов // Георесурсы. – 2002. – 4(12). – С. 2-5.

88. Мухаметшин, Р. З. Геохимические особенности нефтей Урало-Поволжья в связи с условиями формирования месторождений / Р. З. Мухаметшин, С. А. Пуланова // Геология нефти и газа. – 2001. – № 4.

89. Нелюбин, В. В. Гидрогеологические аспекты вертикально-миграционных процессов формирования месторождений нефти и газа: Исследования и разработки по неорганическому направлению нефтяной геологии / В. В. Нелюбин. – Л.: ВНИГРИ, 1989. – С. 94-105.

90. Нестеров, И.И. Новый тип коллектора нефти и газа / И. И. Нестеров // Геология нефти и газа. – 1979. – № 9. – С. 26-29.

91. Нестеров, И. И. Некоторые вопросы формирования залежей нефти баженковского горизонта и опыт их прогнозирования по динамическим параметрам сейсмического волнового поля: Вопросы нелинейной геофизики / И. И. Нестеров, И. И. Бобровник, И. Г. Исаков. – М: Недра. – 1981. – С.62-66.

92. Нефтегазоносность глинистых пород Западной Сибири / Под ред. И. И. Нестерова. – Тюмень: тр. ЗапСибНИГНИ, 1987. – 256 с.

93. Нечай, А. М. Вопросы количественной оценки вторичной пористости трещинных коллекторов нефти и газа / А. М. Нечай // Прикладная геофизика. – М.: Недра. – 1964, вып. 38. – С. 201-213.

94. Нечай, А. М. Методика интерпретации данных промысловогеофизических исследований неоднородных коллекторов со сложным строением порового пространства (на примере нижне- и верхнемеловых отложений Чечено-Ингушетии / А. М. Нечай и др. // РНТС Нефтегазовая геология и геофизика. – 1975. – №11. – С. 38-42.

95. Нечай, А. М. Изучение карбонатных коллекторов со сложным строением структуры порового пространства методом двух растворов / А. М. Нечай // Материалы изучения мезозойских залежей нефти Восточного Предкавказья. Грозный, изд-во Чечено-Ингушетии. – 1971. – С.37-44.

96. Нечай, А. М. Изучение трещинных коллекторов методами промысловой геофизики / А. М. Нечай // Разведочная геофизика. – М.: Недра. – 1969, вып. 36. – С.11-126.

97. Нечай, А. М. Оценка продуктивности и коллекторских свойств трещиноватых карбонатных пород / А. М. Нечай // Прикладная геофизика. – М.: Гостоптехиздат. – 1960, вып. 26. – С.149-185.

98. Номоконова, Г. Г. О закономерностях и причинах отражения месторождений углеводородов в региональном магнитном поле Западной Сибири / Г. Г. Номоконова, Д. Ю. Расковалов, В. В. Серов // Проблемы и перспективы развития минерально-сырьевой базы и предприятий ТЭК Сибири. – Томск: Изд-во ТПУ. – 2007. – С. 213-219.

99. Определение емкостных свойств и выделение нефтеотдающих интервалов в отложениях баженовской и абалакской свит Пальяновского и других месторождений Красноленинского района / М. Ю. Зубков, М. И. Сосланд. – Тюмень, 1995. – 80 с.

100. Отчет о научно-исследовательской работе Проведение трассерных исследований на разрабатываемых месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз», Тюмень, 2010.

101. Отчет о работах рогожниковской сейсморазведочной партии 2/04-05 методом трехмерной сейсморазведки на Рогожниковском лицензионном участке в полевой сезон 2004-2005 гг. – Тюмень – 2005.

102. Отчет сейсморазведочной партии №23/01-02. О результатах детальных работ МОВ ОГТ М 1:50000, проведенных на Яунлорской площади в Сургутском районе ХМАО Тюменской области.

103. Петухов, С. Б. Особенности геологического строения залежи пласта БС10 Мамонтовского месторождения / Н. С. Тянь, С. И. Бачин и др. // Нефтяное хозяйство. – 1994. – №2. – С. 18-20.

104. Плугина, Т. А. Определение геофильтрационных параметров слабопроницаемых отложений натуральными методами. Обзор ВИЭМС / Т. А. Плугина // Сер. гидрогеол. и инж. геол. – М, 1978. – 54с.

105. Попов, И. П. Обоснование проектных показателей при разработке нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири / И. П. Попов // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1995. – № 5. – С. 35-40.

106. Попов, И. П. Геолого-промысловое моделирование фильтрационно-емкостных и гидродинамических характеристик залежей нефти и газа при подго-



товке к разработке: автореф. дисс. д. г - м. н.: 25.00.12 / Попов Иван Павлович, Тюмень. – 1997. – С. 22-23.

107. Попов, И. П. Об особенностях испытания скважин в коллекторах порово-трещинного типа / И. П. Попов // Геология нефти и газа. – М. – 1992. – № 10. – С. 42-47.

108. Попов, И. П. Об универсальности модели залежей углеводородов и повышении эффективности их разработки / И. П. Попов // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – М. – 1993. – № 11-12. – С. 35-39.

109. Попов, И. П. Обоснование оптимальных параметров режима бурения скважин / И. П. Попов // Нефтяное хозяйство. – 1991. – № 5. – С. 39-41.

110. Попов, И. П. Оценка фильтрационно-емкостных свойств коллекторов нефти и газа / И. П. Попов // Разработка нефтяных месторождений и методы повышения нефтеотдачи. – М. – 1990. – № 11. – С. 1-8.

111. Попов, И. П. Пути повышения эффективности разработки газоконденсатных месторождений / И. П. Попов // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – М. – 1996. – №10. – С. 33-36.

112. Попов, И. П. Совершенствование технологии испытания объектов в коллекторах порово-трещинного типа / И. П. Попов // Разработка нефтяных месторождений и методы повышения нефтеотдачи. – 1991. – № 7. – С. 1-9.

113. Попов, И.П. Учет фильтрационно-емкостной модели коллекторов при подсчете и разработке залежей нефти и газа / И. П. Попов // Разработка нефтяных месторождений и методы повышения нефтеотдачи. – М. – 1990. – № 2. – С. 28-33.

114. Попов, И. П. Флюидодинамические модели залежей нефти и газа / И. П. Попов, Н. П. Запывалов. – Новосибирск, изд-во СО РАН. – 2003. – С. 64.

115. Попов, И. П. Обоснование фильтрационно-емкостной модели юрских залежей и формирования трудноизвлекаемых запасов / И. П. Попов, А. И. Попов, А. Н. Лесной // Известия вузов. Нефть и газ. – Тюмень. – 2010. – № 2. – С. 24-29.

116. Попов, И. П. Новые технологии топливно-энергетического комплекса / И. П. Попов, А. И. Попов, А. А. Томилов // Материалы региональной научно-практической конференции. – Тюмень, ТюмГНГУ. – 2012. – С. 62-68.

117. Попов, И. П. Совершенствование методики поисков и разработки месторождений в Широ́тном Приобье на основе разломно-блоковой тектоники природных резервуаров / И. П. Попов, А. А. Томилов, Р. В. Авершин, А. И. Попов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 1. – С. 54-57.

118. Попов, И. П. Новые технологии в нефтегазовой геологии и разработке месторождений / И. П. Попов, А. А. Томилов, Р. В. Авершин, А. Л. Солодовников // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2014. – №3. – С. 51-58.

119. Поспелов, Г. Л. Элементы геологического подобия нефтяных и флюидогенных рудных месторождений / Г. Л. Поспелов // Геология и геофизика. – 1967. – №11. – С. 3-21.

120. Прасолов, Э. М. Особенности газообразования и газонакопления в свете изотопных данных: Происхождение и формирование состава природных газов по данным изотопной геохимии / Э. М. Прасолов. – Л.: ВНИГРИ. – 1981. – С. 4-22.

121. Предтеченская, Е. А. Катагенетические преобразования нижне-среднеюрских отложений севера Западной Сибири / Е. А. Предтеченская, А. С. Фомичев // Литологические аспекты геологии слоистых сред. Материалы 7 Уральского литологического совещания. – Екатеринбург: изд-во ИГГ УрО РАН. – 2006. – С. 214-217.

122. Савостин, Л. А. История раскрытия Евразийского бассейна Арктики / Л. А. Савостин, А. М. Карасик, Л. П. Зоненшайн // ДАН СССР. – 1984. – №5. – С. 1156-1161.

123. Сапрыкина, А. Ю. Особенности строения и формирования нефтяных залежей в связи с дизъюнктивно-блоковым строением верхнеюрских и неоконских природных резервуаров Широ́тного Приобья: автореф. дисс. к. г. – м. н.: 25.00.12 / Сапрыкина Анна Юрьевна. М., 2002. – 14 с.

124. Сердюк, З. Я. Геолого-неофизические аномалии и их роль при поисках неантиклинальных ловушек УВ в нефтегазовых толщах Западной Сибири / З. Я. Сердюк, Л. Д. Слепокурова // Горногеологическое образование в Сибири. 100 лет

на службе науки и производства. Матер.международ.науч.-техн.конф. – Томск. – 2001. – С. 243-246.

125. Скачек, К. Г. Прогнозирование современных очагов генерации нефти ТПП «Когалымнефтегаз» / К. Г. Скачек, Ю. А. Осерская, // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского Мегабассейна Югры: материалы VI научно-практической конференции. – Тюмень. – 2009. – С. 31-34.

126. Скрылев, С. А. Опыт и проблемы изучения и освоения залежей нефти абалакской свиты (на примере Ем-Еговской площади Красноленинского месторождения) / С. А. Скрылев // Вестник ЦКР Роснедра. – 2012. – № 4. – С. 2-8.

127. Скрылев, С. А. Выделение высокопродуктивных зон на основе математического и тектонофизического моделирования с целью более эффективного вовлечения в разработку залежей нефти в абалакской свите / С. А. Скрылев, М. Ю. Зубков, В. В. Гузеев // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. – Ханты-Мансийск. – 2000. – С. 445-453.

128. Смирнова, М. Н. Нефтегазоносные кольцевые структуры - каналы миграции углеводородных флюидов / М. Н. Смирнова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ. – 2002. – № 5. – С. 20-27.

129. Справочник по геохимии нефти и газа / Под ред. С. Г. Неручева. – СПб.: Недра, 1998. – 576с.

130. Справочник по геохимическим поискам полезных ископаемых / Под ред. А. П. Соловова. – М.: Недра, 1990. – 335 с.

131. Стрижов, И. Н. Геологическое изучение продуктивных отложений абалакской свиты Ем-Еговской площади и разработка технологии газовой репрессии с целью повышения нефтеотдачи / И. Н. Стрижов, И. С. Гутман, С. Б. Вагин. – М.: ГАНГ, Институт проектирования и научной экспертизы, 1997.

132. Сурков, В. С. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты / В. С. Сурков, О. Г. Жеро. – М.: Недра, 1981. – 143 с.

133. Сучков Б. М. Добыча нефти из карбонатных коллекторов / Б. М. Сучков – Ижевск: НИЦ РХД, 2005. – 688 с.

134. Тектоническое и нефтегеологическое районирование территории Татарстана // Под ред. Р. С. Хисамова. – Казань: ФЭН, 2006. – 328 с.

135. Томилов, А. А. О причинах формирования трудноизвлекаемых запасов / А. А. Томилов, И. П. Попов // Естественные и технические науки. – М. – 2012. – № 6 (62) . – С. 243-247

136. Трофимов, А. С. Ограничение водопритоков нефтяных скважин по каналам низкого фильтрационного сопротивления / А. С. Трофимов, Л. Х. Ибрагимов, А. А. Ситников // Нефтепромысловое дело. – 1996. - № 6. - С. 13-18.

137. Трофимов, В. А. Нефтеподводящие каналы: пространственное положение, методы обнаружения и способы их активизации / В. А. Трофимов, В. И. Корчагин // Георесурсы. – 2002. –1(9). – С. 18-23.

138. Умперович, Н. В. Новые данные о дизъюнктивных нарушениях в платформенном чехле Западно-Сибирской плиты по материалам метода отраженных волн (для территории Обь-Иртышского междуречья) / Н. В. Умперович, Г. Ф. Бгатова, С. Р. Пашутина, Е. Ф. Семенова // Геология и геофизика. – 1966. – №1. – С.76-84.

139. Халл, С. Нефтяные месторождения асмарийской группы Ирана / С. Халл, Г. Уорман // Геология гигантских месторождений нефти и газа. – М.: Мир. – 1973.

140. Харахинов, В. В. Нефтегазоносность докембрийских толщ Восточной Сибири на примере Куюбинско-Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазонакопления / В. В. Харахинов, С. И. Шленкин. – М.: Научный мир, 2011. – 420 с.

141. Харахинов, В. В. Новые подходы к изучению нефтеносности баженновской свиты Западной Сибири / В. В. Харахинов, С. И. Шлэнкин, М. В. Берин, А. А. Вашкевич, А. В. Олюнин, Т. Н. Шевчук // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 3. – С. 62-67.

142. Хисамов, Р. С. Геология карбонатных сложно построенных коллекторов девона и карбона Татарстана / Р. С. Хисамов, А. А. Губайдуллин, В. Г. Базаревская, Е. А. Юдинцев. – Казань.– ФЭН, 2010. – 283 с.

143. Чепиков, К. Р. Аутигенные минералы нижнемеловых отложений Прикумского нефтеносного района как показатели времени формирования залежей нефти /

К. Р. Чепиков, Е. П. Ермолова // *Породы коллекторы нефти и газа.* – М.: Недра. – 1980. – С. 5-11.

144. Чепиков, К. Р. О миграции нефти в вендских и кембрийских отложениях Непско-Ботуобинской антеклизы / К. Р. Чепиков, Е. П. Ермолова, А. М. Медведева // *Породы-коллекторы и миграция нефти.* – М.: Наука. – 1980. – С. 65-71.

145. Чепиков, К. Р. К вопросу о самостоятельности палеозойского комплекса Западной Сибири по данным палинологического анализа нефтей / К. Р. Чепиков, А. М. Медведева, Л. П. Климушина // *Породы-коллекторы и миграция нефти.* – М.: Наука. – 1980. – С. 84-94

146. Шахновский, И. М. Альтернативные концепции нефтегазообразования и современное состояние исследований по органической геохимии в нефтяной геологии / И. М. Шахновский // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений.* – 2000. – № 7. – С. 9-16.

147. Шахновский, И. М. Научные последствия ошибочных представлений о процессах нефтегазообразования / И. М. Шахновский // *Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений.* – 2001. – № 3. – С. 14-22.

148. Шахновский, И. М. Поиски залежей нефти и газа в нетрадиционных ловушках и резервуарах / И. М. Шахновский // *Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений.* – 1996. – № 7. – С. 2-7.

149. Шахновский, И. М. Формирование месторождений нефти и газа, связанных с зонами перерывов в осадконакоплении / И. М. Шахновский, О. Ю. Копылова // *Геология нефти и газа.* – 1999. – №5-6. – С. 22-27

150. Шишигин, С. И. Изучение коллекторских свойств трещиноватопоровых коллекторов песчано-глинистых пород Западной Сибири / С. И. Шишигин // *Физико-литологические особенности и коллекторские свойства продуктивных пород глубоких горизонтов Западной Сибири. Труды ЗапСибНИГНИ.* Тюмень. – 1988. – С. 104-114.

151. Штенгелов, Р. С. Фильтрационные свойства эоценовых отложений Тобольского артезианского бассейна / Р. С. Штенгелов // *Вестник МГУ. Сер. геол.* 4. – 1974. – №2. – С. 105-111.



152. Юрова, М. П. Литолого-геофизическая модель пласта БС10 Федоровского нефтяного месторождения / М. П. Юрова, Н. Н. Томилова // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1997. – №3. – С.46-55.

153. Якушин, Л. М. Основные взгляды на формирование и эволюцию месторождений углеводородов и роль в этом процессе флюидодинамики / Л. М. Якушин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2002. – № 7. – С. 30-34.

154. Aminzadeh, K Using gas chimneys as an exploration tool. Parti and 2 / P. De Groot, T. Berge and G. Valenti // World Oil magazine. – 2001, May issue. – pgs. 50-56, June issue. – P. 69-72.

155. Gataulin, R. M. New Aspects to Vertical Gas Migration Zones in Northern Part of West Siberia / R. M. Gataulin // Extended Abstracts of the 63rd EAGE meeting, Amsterdam, vol. 2, 2001. – 517 p.

156. Gataulin, R. M. Depth Imaging and Velocity Analysis - Case Study of Yamburg Gas Field / R. M. Gataulin, Y. R. Adiev, G. Z. Valeev and G. G. Khalilov // Extended Abstracts of the 63rd EAGE meeting, Amsterdam, vol. 2. – 2001.