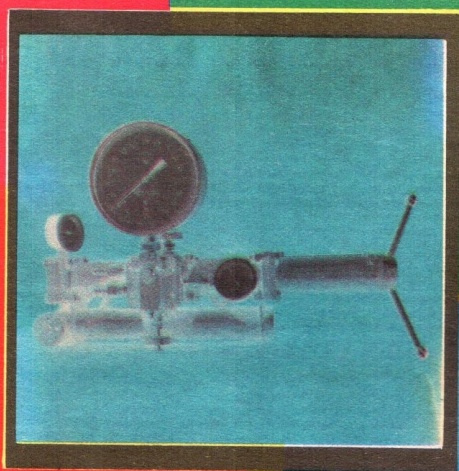


НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО

7·1992



ЕСЛИ ВАМ НЕОБХОДИМО

*обеспечить контроль качества товарной нефти,
определить содержание легких фракций
в нефти
и предрасположенность ее к испарению
при транспорте и хранении, контролировать
процессы стабилизации нефти
и нефтепродуктов,
оценить потери нефти
и нефтепродуктов из резервуаров*

ИСПОЛЬЗУЙТЕ МЕТОД И ПРИБОР ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ НАСЫЩЕННЫХ ПАРОВ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Вам гарантируется объективность показаний, оперативность и достоверность измерений.

Наш метод позволяет оперативно, с высокой точностью производить измерение истинного значения давления насыщенных паров (ДНП) при различных температурах и соотношениях фаз, в промышленных и лабораторных условиях.

Предельно допустимая погрешность измерения ДНП — 0,003 МПа.

Максимальное время проведения единичного измерения — 6 мин.

**Институт поставит приборы,
обучит обслуживающий персонал
и проведет необходимые
для заказчика
исследовательские работы.**

Метод базируется на применении прибора УОДС-1, являющимся многофункциональным средством измерения. Прибор может использоваться и для оценки качества сепарации, определения содержания в нефти неравновесного газа и рабочего газового фактора в промышленных условиях.

Метод и прибор прошли апробацию на добывающих, транспортных и нефтеперерабатывающих предприятиях, имеют метрологическое обеспечение.

НАШ АДРЕС: 450005, г. УФА, пр. ОКТЯБРЯ, 144/3.
ТЕЛ. 31-38-74, ИНСТИТУТ ПРОБЛЕМ
ТРАНСПОРТА ЭНЕРГОРЕСУРСОВ
(ИПТЭР).

Содержание

Конопляник А. А., Оганесян С. А., Ретюнин А. П. Проблемы освоения Сахалинского шельфа	2
БУРЕНИЕ СКВАЖИН	
Никитин Б. А., Григулецкий В. Г. Перспективы и проблемы строительства наклонно направленных и горизонтальных скважин	6
Аветов Р. В., Максимов А. Ш. Метод раннего обнаружения поступления газа в скважину в процессе ее проводки	8
Курочкин Б. М., Симонян Э. А., Симонян А. А., Хиразов Э. Ф., Озарчук П. А., Волошинский В. О., Глушаков А. Я. Новая технология бурения с применением стеклогранул	9
Жидовцев Н. А., Кириллин В. И., Исянгулов Р. Г. Метод оптимизации схем промысловых устройств шарошечных долот	11
Гайдаров М. М.-Р., Калиев А. Б., Кулиев Р. И., Танкибаев М. А., Андреев В. П. Разработка сверхтяжелых буровых растворов с конденсируемым утяжелителем для сложных условий Прикаспийской впадины	14
ДОБЫЧА НЕФТИ	
Сыртыланов А. Ш., Викторов П. Ф., Лозин Е. В., Гайнуллин К. Х., Тимашев Э. М. Особенности разработки нефтяных месторождений Башкирии на поздней и завершающей стадиях	16
Эйгенсон А. С., Шейх-Али Д. М. О механизме влияния смол и асфальтенов на некоторые внутрипластовые процессы при вторичных методах добычи нефти	20
Маркин А. Н., Медведев А. Я., Сизая Г. К. Опыт ингибиторной защиты системы нефтесбора НГДУ «Белозернефть»	23
Шарифов М. З. Определение зоны взаимодействия газлифтных клапанов при эксплуатации скважины	24
Насиров Р. Н., Солодовников С. П. Определение точности измерения ванадия в нефтях методом ЭПР при температуре жидкого азота	26
Аметов И. М. Нелинейные эффекты при фильтрации газа	30
ТРАНСПОРТ И ХРАНЕНИЕ НЕФТИ	
Рудаченко А. В., Шварц А. Е., Куприянов Н. А. Анализ диссипативной силы при вибрационном нагружении контакта шероховатых поверхностей	31
Штин И. В., Рудаченко А. В., Саруев Л. А., Слестин А. П. Расчет основных параметров канатных упруго-компенсационных муфт	31
РАЦИОНАЛЬНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НЕФТЯНОГО ГАЗА	
Топлов С. М., Гостева И. С. Авиационное топливо из нефтяного газа	32
ОБМЕН ПРОИЗВОДСТВЕННЫМ ОПЫТОМ	
Касперский Б. В., Шишков С. Н., Касьянов Н. М., Мухин Д. Л., Файнштейн И. З., Домашенко С. А. Промышленные испытания бурового раствора эмульгар	34
Брот А. Р., Султанов Б. З., Идиятуллин Р. М., Матяш С. Е. Испытание винтовых насосов с поверхностным приводом	36
Зубков М. Ю., Гузев В. В., Кравцов А. Н., Туманова Л. В. Структурно-геологическая модель Филипповского месторождения (Западная Сибирь)	38
НОВАЯ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ	
Хатмуллин Ф. Х., Давлетшин З. Ш., Зайнашев Р. А. Последовательная откачка водной и нефтяной фаз	41
ИЗ РЕДАКЦИОННОЙ ПОЧТЫ	
Еще раз о причине пожара на морской платформе	42
ИНФОРМАЦИЯ	
Лауреаты премии Итоги конкурса	42
Применение неьютоновских систем в нефтедобыче	45
РЕЦЕНЗИЯ НА ВЫШЕДШУЮ КНИГУ	
Проблемы экологии и охраны окружающей среды при переработке нефти и газа	46
ИЗ ИСТОРИИ РАЗВИТИЯ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ СТРАНЫ	
Трудные годы роста	47
НЕФТЯНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ ЗА РУБЕЖОМ	
Казак А. С. Эффективность разработки месторождений горизонтальными скважинами	49
Реклама	28, 29, 33, 45, 52, 53, 54, 55, 56

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Л. Д. ЧУРИЛОВ
(главный редактор),
Л. Г. АРИСТАКЕСЯН,
А. И. БУЛАТОВ,
Э. Х. ВЕКИЛОВ,
Г. Н. ГОГОНЕНКОВ,
А. А. ДЖАВАДЯН,
В. Н. ЗВЕРЕВА
(зам. главного редактора),
М. М. ИВАНОВА,
В. Н. КОЛОМАЦКИЙ,
Н. Н. ЛИСОВСКИЙ,
А. В. МНАЦАКАНОВ,
М. Б. НАЗАРЕТОВ,
В. М. НИКИФОРОВ,
В. И. ОТТ,
С. М. ТОПЛОВ,
Г. П. ФОМИН,
В. Ю. ФИЛАНОВСКИЙ-
ЗЕНКОВ,
В. П. ФИЛИППОВ,
В. Д. ЧЕРНЯЕВ,
А. Ф. ШАРАЙ,
В. Н. ЩЕЛКАЧЕВ



Структурно-геологическая модель Филипповского месторождения (Западная Сибирь)

М. Ю. ЗУБКОВ, В. В. ГУЗЕВ (СибНИИП),
А. Н. КРАВЦОВ, Л. В. ТУМАНОВА
(«Тюменнефтегеофизика»)

Накопленный объем геолого-промысловых данных по большому числу месторождений Западной Сибири свидетельствует о несоответствии используемых при составлении технологических схем разработки структурных карт продуктивных горизонтов реальному геологическому строению последних.

Использование неадекватных структурно-геологических моделей углеводородных залежей приводит к большим материальным потерям, связанным с нерациональным размещением нагнетательных и добывающих скважин.

Целью настоящей работы является демонстрация возможностей использования комплекса применяющихся при разработке месторождения дистанционных методов и данных бурения для построения структурно-тектонической модели Филипповского месторождения.

Исходными данными для выполнения настоящей работы являлись материалы сейсморазведочных работ, черно-белые космические снимки (КС) и аэрофотоснимки (АФС), данные геофизических исследований скважин (ГИС) и бурения, включая результаты испытания скважин и анализ вещественного состава пород доюрского комплекса и тюменской свиты.

Использовались результаты сейсморазведочных работ 1978—1979 гг. (метод ОГТ, двенадцатикратное прослушивание). Материалы обрабатывали в «ЗапСибнефтегеофизике» по стандартному для 1980 г. графу на ЭВМ БЭСМ-4М. Детально проанализировали три субмеридиональных и четыре субширотных сейсмопрофиля.

Информативность (степень дешифрируемости) КС территории оценивается как хорошая, а АФС — удовлетворительная в основном из-за влияния на них культурной деятельности человека. При дешифрировании КС и АФС использовали системный подход, разработанный В. И. Гридиным (1987 г.). Для привязки сейсмоотражающих границ обработали данные ГИС около 70 скважин, находящихся вблизи сейсмопрофилей. Состав пород, слагающих продуктивные отложения, анализировали с помощью поляризационного микроскопа в прозрачных шлифах, а также методом рентгено-структурного анализа.

Филипповское месторождение расположено в центральной части Шаимского нефтегазоносного района. Продуктивные объекты (пласты T_1 и T_2) входят в состав тюменской свиты, толщина которой в пределах месторождения составляет 10—80 м. По данным палинологических исследований отложения тюменской свиты имеют среднеюрский возраст и залегают на измененном наложенными вторичными процессами вулканогенно-осадочном комплексе туринской серии, представленном микропорфиритовыми эффузивами основного состава, главным образом породами, слагающими тюменскую свиту, являются песчаники, алевролиты, глины и угли в различных соотношениях и пропорциях. В основании свиты часто встречаются «мусорные» породы, представленные несортированными, слабоокатанными обломками пород и минералов размерами от нескольких миллиметров до 4—5 см, сцементированных глинисто-карбонатным цементом.

Выше «мусорных» отложений и гравелито-галечных базальтовых пачек, напоминающих по облику «мусорные», залегают преимущественно средне- и мелкозернистые песчаники, содержащие до 10 % и более глинистых минералов, а также до 5—8 % алевролитовых частиц. Основной фракцией обычно является мелкозернистая (до 40—45 %), доля среднезернистых частиц составляет 15—20 %, реже 40—45 %. Песчаники с большой долей крупнозернистой фракции встречаются гораздо реже и ее содержание обычно не превышает 25—30 %. Для зерен, слагающих песчаники, характерны слабая и средняя степень окатанности и плохая сортировка, что указывает на близость источников сноса и слабый энергетический режим водных потоков, транспортировавших осадки.

Характерна регенерация кварцевых зерен, усиливающаяся по мере улучшения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород. Отмечается регенерация и возможно новообразование щелочных полевых шпатов. В песчаниках с явными вторичными изменениями пористость κ_n достигает 18—20 (пласт T_1) и 23—25 % (пласт T_2), а проницаемость k_{np} составляет 80—90 (пласт T_1) и до 2500 fm^2 (пласт T_2).

В целом у песчаников пластов T_1 средние значения ФЕС ниже, чем у продуктивных пластов T_2 : κ_n — на 3—5 %, а k_{np} почти в 10 раз. Иногда в цементе песчаников присутствуют карбонаты (в основном кальцит), содержание которых достигает 3—5 %. Эти явно эпигенетические карбонаты резко ухудшают ФЕС песчаников: $\kappa_n = 12—13$ %, $k_{np} = 0,8—1,5$ fm^2 .

Песчаники часто подстилаются и перекрываются углями или сильно углистыми глинами, что свидетельствует о довольно резких тектонических подвижках после непродолжительных периодов стабилизации отдельных блоков фундамента.

Наблюдаемые явления растворения, перекристаллизации и новообразования таких минералов, как кварц, кальцит, полевые шпаты и каолинит свидетельствуют об активных эпигенетических преобразованиях коллекторов, обусловленных движением пластовых вод, сменой их элементного и газового составов под действием проникающих по разломам глубинных флюидов, а также изменением термобарических условий в результате тектонических подвижек блоков.

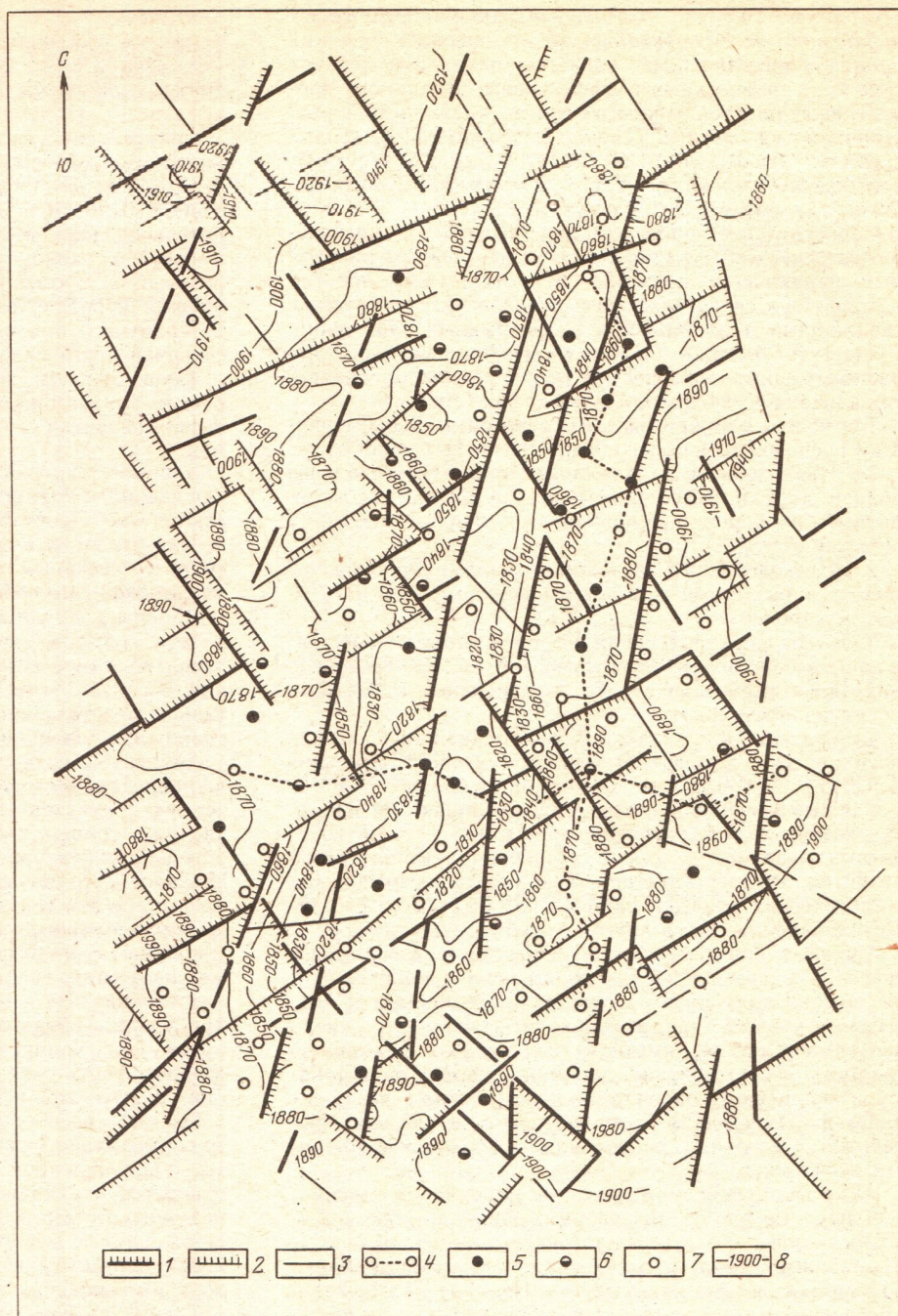
На основе комплексирования дистанционных методов и данных бурения построена структурно-тектоническая карта Филипповского месторождения, на которой выделяются три основных направления разрывных нарушений (см. рисунок). Разрывные нарушения, выявленные на основе линеamentного и сейсмогеологического анализов, ранжированы следующим образом. Наиболее высоким рангом обладают нарушения, отсекающие целые тектоно-фациальные зоны. Они ориентированы преимущественно в субмеридиональном направлении. Вторыми по значимости являются нарушения, отсекающие структурные блоки внутри тектоно-фациальных зон. Эти нарушения чаще ориентированы в северо-восточном и северо-западном направлениях. Самым низким рангом обладают сдвиговые нарушения, имеющие все три выделенные направления.

Как правило, амплитуды разрывных нарушений изменяются соответственно их рангам: наиболее крупные амплитуды у нарушений, отсекающих тектоно-фациальные зоны (от 10—15 до 20—30 и даже 50 м); смещения по нарушениям, отсекающим структурные блоки внутри тектоно-фациальных зон, менее значительны и составляют в среднем 5—10 м.

Анализ распределения величин амплитуд смещений блоков вдоль разрывных нарушений по кровле тюменской свиты показал, что основная часть нарушений имеет амплитуду от 5 до 15 м (см. рисунок). Менее амплитудные нарушения невозможно выделить, так как этого не допускают пределы погрешности используемого метода.

Структурно-тектоническая карта по кровле тюменской свиты Филипповского месторождения:

1, 2 — нарушения, отсекающие соответственно тектоно-фациальные зоны и структурные блоки внутри зон; 3 — сдвиги; 4 — профили структурно-геологических разрезов; 5, 6, 7 — скважины соответственно высокодебитные, низкодебитные и среднедебитные; 8 — изогипсы



Основная часть нарушений имеет амплитуду около 10 м (30%), более высокоамплитудные нарушения встречаются реже (примерно 20%), амплитуда остальных нарушений составляет менее 10 м.

Таким образом, вся структура Филипповского месторождения разбита на большое число разноориентированных блоков, имеющих размеры от 250×500 м до 1×1,5 км и более. Наиболее крупные блоки, представляющие собой целые тектоно-фациальные зоны размерами от 1 до 3,5 км, разбиваются на более мелкие структурные блоки с малоамплитудными разломами.

Полученные данные имеют принципиальное значение при составлении технологической схемы разработки по следующим причинам.

Во-первых, большинство разрывных нарушений имеет амплитуду в среднем в 3—4 раза большую, чем толщина песчаных пластов. Это означает, что между ними перестает существовать гидродинамическая связь по разные стороны от нарушений. Однако иногда

вследствие смещения смыкаются разновозрастные пласты песчаников и появляется связь между разновозрастными объектами.

Во-вторых, месторождение разбивается на блоки, внутри которых имеется гидродинамическая связь, исчезающая при переходе в соседние блоки.

В-третьих, вблизи нарушений возможно возникновение разуплотненных зон. Это может произойти вследствие развития тектонической трещиноватости, а также процессов растворения глубинными флюидами и их гидрoлиза или, наоборот, запечатывания пород, например, вторичными карбонатами. Указанные процессы должны способствовать возникновению в песчаниках зон с резко различными ФЕС.

В-четвертых, по «сквозным» нарушениям возможна разгерметизация участка залежи, прилегающего к разрывам, что ведет к вертикальным перетокам углеводородов вверх или вниз в зависимости от градиента пластового давления.

С целью оценки возможного влияния разрывных нарушений на продуктивность добывающих скважин проанализирована связь удельных начальных дебитов скважин, приведенных к эффективным толщинам продуктивных пластов, вскрытых этими скважинами, с расстоянием до разрывов. Условно выделены три категории скважин: высокодебитные (дебит более 2,5 т/сут·м), среднедебитные (дебит 2,5—1,5 т/сут·м) и низкодебитные (дебит менее 1,5 т/сут·м).

Сопоставление расположения высоко- и низкодебитных скважин по отношению к выделенным разрывным нарушениям показало, что отсутствует простая однозначная связь между высоко- или низкодебитными скважинами и расстоянием до разрывных нарушений. Существует большое число тех и других типов скважин, существующих как непосредственно вблизи нарушений, так и на значительном удалении от них (см. рисунок).

Тем не менее можно выделить некоторые закономерности в расположении высоко- и низкодебитных скважин.

1. Низкодебитные скважины чаще расположены вблизи двух и более разрывов (58 %), а высокодебитные, наоборот, приурочены в основном к одному разлому (68 %).

2. Низкодебитные скважины чаще расположены ближе к разломам, чем высокодебитные (64 и 37 % соответственно).

3. Высокодебитные скважины находятся в основном в наиболее приподнятых крупных блоках, в то время как низкодебитные чаще всего приурочены к мелким, погруженным блокам.

4. Высоко- или низкодебитные скважины обычно группируются в пределах единой тектоно-фациальной зоны или внутри одного структурного блока.

С целью выяснения причин, обусловивших отмеченные закономерности в распределении высоко- и низкодебитных скважин, а также уточнения тектонического развития структуры месторождения были построены два геологических разреза, один из которых имеет субширотное направление, а другой — субмеридиональное.

Анализ геологического строения субширотного геологического разреза показал, что высокодебитные скважины обычно приурочены к приподнятым блокам и участкам, в пределах которых находится небольшое число песчаных пластов, имеющих небольшую суммарную толщину. Низкодебитные скважины, наоборот, попадают в опущенные блоки с большим числом песчаных пластов. Имеются в виду не абсолютные значения дебитов, а удельные, приведенные к суммарной мощности песчаников.

На рассматриваемом разрезе отмечаются крупноамплитудные нарушения, формирующие тектоно-фациальные зоны (центральная часть месторождения), и мелкоамплитудные, отсекающие структурные блоки внутри тектоно-фациальных зон. Наличие «долгоживущих» конседиментационных нарушений, ориентированных вкрест простиранию разреза, обусловило самостоятельное развитие каждого из блоков и, как следствие, практически полное отсутствие корреляции в выбранном

сечении песчаных пластов между отдельными блоками, их частое выклинивание.

Анализ субмеридионального геологического разреза подтвердил отмеченные закономерности в распределении высоко- и низкодебитных скважин. Однако в отличие от субширотного разреза, пересекаемого в основном долгоживущими конседиментационными нарушениями древнего заложения, на субмеридиональном разрезе присутствуют главным образом постседиментационные, сравнительно молодые нарушения, имеющие амплитуду в среднем около 10 м. В отличие от субширотного разреза на субмеридиональном наблюдаются гораздо лучшая коррелируемость песчаных тел и большая их латеральная протяженность за исключением самой северной части разреза.

Таким образом, проведенный анализ свидетельствует о резко анизотропном геологическом строении и тектоническом развитии структуры Филипповского месторождения.

Наиболее древними являются субмеридиональные нарушения, сформировавшие тектоно-фациальные зоны такого же простирания, в которых накапливались песчаные пласты T_1 и T_2 . Поэтому улучшенная гидропроводность песчаных пластов должна наблюдаться в субмеридиональном направлении.

Напротив, в субширотном направлении проницаемые пласты почти не коррелируются за исключением лишь, вероятно, самой северной и южной частей месторождения. В связи с этим гидродинамическая связь в продуктивных пластах на значительных расстояниях в субширотном направлении скорее всего отсутствует.

Анализ данных промышленной эксплуатации Филипповского месторождения в целом подтвердил полученную структурно-тектоническую модель, которая позволила понять явления, необъяснимые с помощью обычной структурно-пликативной модели. Например, оказалось, что нагнетательные скважины с очень низкой приемистостью (около 30 т/сут) располагаются в самых мелких изолированных блоках площадью 0,15—0,3 км². Скважины с резко различной обводненностью добываемой продукции (например, 20 и 80 %), находящиеся на расстоянии всего около 500—700 м друг от друга, пробурены в разных блоках. Стало понятным также, почему многие расположенные рядом нагнетательные и добывающие скважины не реагируют между собой — они также оказались в разных блоках.

Однако в некоторых случаях не получили однозначного соответствия между предложенной моделью и данными промышленной эксплуатации. Чаще всего это относится к скважинам, расположенным прямо на нарушениях или в непосредственной близости к ним. Наблюдаемые несоответствия скорее всего объясняются неправильным определением расположения этих скважин по отношению к разрывным нарушениям.

Таким образом, полученные данные о структурно-блоковом строении Филипповского месторождения следует учитывать при его разработке, рационально размещая добывающие и нагнетательные скважины.