

**Министерство Высшего и Среднего Специального
Образования Республики Узбекистан**

**Каршинский Инженерно-Экономический Институт
Факультет Нефти и газа**

На правах рукописи
УДК 622.276

**Направление: Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений**

**Диссертационная работа
ЭРГАШЕВ ШОХРУХ ОЛИМ УГЛИ**

На соискание академической степени магистра

**На тему: «Анализ методов и результатов оценки
трещиноватости коллекторов месторождений Западного
Узбекистана»**

**Специальность: 5A311901 - «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений»**

Научный руководитель,
Зав. кафедры. РЭИЭМ



д.т.н., проф. А.Х. Агзамов
к.т.н., доц. Н.Х. Эрматов

Карши-2018

Содержание

Введение	3
Глава 1. Классификация типов пород-коллекторов.	
1.1. Классификация по типам коллекторов.....	7
1.2. Классификация пород-коллекторов по фильтрационно-емкостным свойствам.....	8
1.3. Классификация трещиноватых пород-коллекторов.....	10
1.4. Выводы по первой главе.....	17
Глава 2. Методы оценки трещиноватости пород.	
2.1. Генетические типы карбонатных пород.....	18
2.2. Основные параметры характеризующие трещиноватость пород-коллекторов.....	20
2.3. Методы изучения параметров трещиноватости пород-коллекторов...24	
2.4. Изучение типа коллекторов по кривым восстановления давления.....26	
2.5. Изучение трещиноватости коллекторов путем геолого-гидродинамического моделирования.....	31
2.6. Выводы по второй главе.....	36
Глава 3. Оценка трещиноватости пород-коллекторов верхнеюрских отложений Западного Узбекистана.	
3.1. Исследование трещиноватости пород-коллекторов по керновому материалу.....	37
3.2. Исследование трещиноватости пород-коллекторов по материалам гидродинамических исследований скважин.....	41
3.2.1. Нефтегазоконденсатное месторождение Шакарбулак.....	41
3.2.2. Нефтегазоконденсатное месторождение Оккул.....	47
3.3. Исследование трещиноватости пород-коллекторов косвенными методами.....	50
3.4. Особенности установления технологического режима работы скважин эксплуатирующихся на объектах с трещинно-пористыми коллекторами.....	52
3.5. Выводы по третьей главе.....	58
Заключение	59
Литература	62

Введение

Обоснование темы диссертации и актуальности работы.

Одним из приоритетных направлений нефтегазовой отрасли определенной Президентом Ш.М. Мирзияевым и включенной в программу ее развития на перспективу является открытие новых месторождений и приращение запасов природного газа. В настоящее время около 90% добычи углеводородов и до 70% ежегодного прироста запасов углеводородов Республики Узбекистан приходится на долю Бухаро – Хивинского нефтегазоносного региона. На данном регионе основной объем добычи и прироста запасов газа связан с юрской карбонатной формацией, которая более 40 лет является основным целевым объектом поисков, разведки и разработки месторождений газа.

В связи с достаточно высокой степенью изученности карбонатной формации вероятность открытия крупных и средних по запасам месторождений углеводородов невысоко. В то же время увеличивается открытие мелких залежей со сложным типом коллекторов: порово-трещинных и трещинно-поровых. Методы обоснования пересчетных параметров запасов углеводородов и установления рациональных технологических режимов работы скважин месторождений представленных такими коллекторами существенно отличаются от существующих подходов разработанных для поровых коллекторов. По этому исследования направленные на изучение параметров характеризующих трещиноватность пород – коллекторов продуктивных отложений месторождений углеводородов Западного Узбекистана является одной из актуальных задач нефтегазовой отрасли.

Цель исследования.

Определение типов параметров трещиноватости пород-коллекторов основных продуктивных горизонтов месторождений Западного Узбекистана.

Задачи исследования .

- критический анализ методов изучения трещиноватости пород-коллекторов;
- изучение параметров трещиноватости пород по керновым материалам;
- изучение параметров трещиноватости пород по данным гидродинамических исследований скважин.

Основные проблемы и гипотеза исследования.

Коллекторские свойства продуктивных отложений является цеповой для принятия иных задач геологии и разработки месторождений углеводородов; пересчета запасов; добыча и технологического режима работы скважин; коэффициента вытеснения; обоснование методов повышения коэффициента извлечения нефти и газа.

Поэтому повышения достоверности определения характеристик трещиноватости пород-коллекторов позволяют принимать более обоснованные решения, как при геологическом изучении месторождения, так и при его разработки.

Степень изученности проблемы.

В главе особый важности параметров трещиноватости пород при подсчете запасов углеводородов, установлении технологического режима работы скважин, обоснование методов повышения коэффициента извлечения нефти.

Этой проблемой в течении длительного времени занимались практически все ученые в специалисты занимающиеся вопросами разработки газовых и газоконденсатных месторождений. Из зарубежных ученых и специалистов в изучения данного вопроса большой вклад внесли Закиров С.Н., Коротаев Ю.П., Гутман И.С., Желтов Ю.В., Мирзаджанзаде А.Х., Алиев З.С., Бондоренко, Гуревич Г.Р., Амиян А.В., Гвоздев Б.П., Грищенко А.И., Требин Ф.И., Наказная А.Г., Сургучев М.Л., Гиматуддинов Ш.К., Викторин В.Д., Борисов Ю.П., Павлова К.Н и др.

Вопросами изучения трещиноватости пород-коллекторов на месторождениях Узбекистана занимались Назаров С.Н., Ирматов Э.К., Закиров А.А., Хужаеров Б.Х., Акрамов Б.Ш., Ахмедов Ш.А., Макушев Ф.И., Петренко Е.И., Арсланов А.А., Люгай Д.В., Ахмедов П., Акбергенов К.А., Пак С.А., Соколов В.И., Холисматов И.Х., Бурлуцкая И.П., Шевцов В.М., Адилов Д.М., Хван Г.Д., Шевцов А.В. и многие специалисты геологических и нефтегазодобывающих предприятий Республики.

Анализ результатов исследований выше перечисленных ученых и специалистов показывает, что для изучения параметров трещиноватости от геолого-физических условий залежей, объема и достоверности информации проведенных исследований

Методы исследований.

- анализ методов изучения характеристик трещиноватости пород;
- систематизация и анализ геолого-промысловой информации объектов изучения;
- обработки материалов гидродинамических исследований скважин;
- проведение аналитических исследований и их сопоставлений.

Теоретическое и практическое значение результатов исследований.

Теоретическая значение результатов исследования заключается в установлении широкого развития трещиноватости во всех горизонтах XV-НР, XV-Р, XV-ПР и XVI верхнеюрских отложений Западного Узбекистана. Практическая значение результатов исследований состоит в установлении давления смыкания трещин и влияния их на коэффициент продуктивности скважин.

Помеченные теоретические и практические выводы рекомендуется использовать в АО "ИНРКАГМ" и АО "Уз ЛИТИнефтегаз" при подсчете запасов углеводородов и проектировании разработки месторождений.

Результаты исследования и их научная новизна.

1. Ранее проведенными исследованиями кернового материала, извлеченного из продуктивных горизонтов верхнеюрских карбонатных отложений, установлено широкое развитие трещиноватости для всех .
2. Комплексном методом исследования установлена тип коллектора и параметры характеризующие трещиноватость пород на месторождениях Северный Уртабулак, Шакарбулак и Оккул.
3. Обработкой результатов гидродинамических исследований установлено значительное снижение коэффициента продуктивности скважин после снижения забойного давления ниже бокового горного давления.

Структура и объем диссертации.

Магистерская диссертационная работа состоит из введение, трех глав, заключения, списка литературы из 34 источников. Основное содержание работы изложена страницах текста, - часть – таблицы и – рисунков.

Глава 1. Классификация типов пород – коллекторов.

В связи с разнообразием условий формирования осадков коллекторские свойства пластов различных месторождений могут изменяться в широких пределах. Характерная особенность большинства коллекторов – слоистость их строения и изменение во всех направлениях свойств пород, толщины пластов и других параметров. Поэтому к настоящему времени предложено большое количество классификаций пород- коллекторов месторождений углеводородов.

1.1. Классификация по типам коллекторов.

Подавляющая часть нефтяных и газовых месторождений приурочено к коллекторам трех типов – гранулярным, трещинным и смешанного строения. К первому типу относятся коллекторы, сложенные речано- алевритовыми породами, поровое пространство которых состоит из межзерновых полостей. Подобным строением порового пространства характеризуются также некоторые пласты известняков и доломитов. В чисто трещиноватых коллекторах (обычно сложенных преимущественно карбонатными отложениями, сланцами) поровое пространство слагается системой трещин. При этом участки коллектора, залегающие между трещинами, представляют собой плотные малопроницаемые нетрещиноватые массивы (блоки) пород, поровое пространство которых практически не участвует в процессах фильтрации. На практике, однако, чаще встречаются трещиноватые коллекторы смешанного типа, поровое пространство которых слагается как системами трещин, так и поровым пространством блоков, а также кавернами и карстами. По предложению советских исследователей (Г.И.Баренблатта и Ю.П.Желтова) при изучении процессов фильтрации жидкостей и газов в таких трещиновато-пористых коллекторах принято их поровое пространство рассматривать как непрерывную сложную среду, состоящую из двух сред – трещиноватой и межзерновой, вложенных одна в другую. | 1.1 |

Трещиноватые коллекторы смешанного типа в зависимости от наличия в них пустот различного вида подразделяются на подклассы – трещиновато-пористые, трещиновато-каверновые, трещиновато-карстовые и т.д.

Анализ показывает, что около 60% запасов нефти в мире приурочено к песчаным пластам и песчаникам, 39 % - к карбонатным отложениям и 1 % - к выветренным метаморфическим и изверженным породам. Следовательно, породы осадочного происхождения – основные коллекторы нефти и газа.

1.2. Классификация пород-коллекторов по фильтрационно-емкостным свойствам.

Под пористостью горной породы понимают наличие в ней пустот (пор).

Коэффициентом полной (или абсолютной) пористости m_n называется отношение суммарного объема пор $V_{пор}$ в образце породы к видимому его объему $V_{обр}$:

$$m_n = \frac{V_{пор}}{V_{обр}} \quad [1.1]$$

Измеряется коэффициент пористости в долях или в процентах объема породы. По происхождению поры и другие пустоты подразделяются на первичные и вторичные. К первичным относят пустоты между зернами, промежутки между плоскостями наложения и т.д., образующиеся в процессе осадконакопления и формирования породы. Ко вторичным – поры, образующиеся в результате последующих процессов разлома и дробления породы, растворения, возникновения трещин, (например, вследствие доломитизации) и т.д.

Структура порового пространство пород обусловлена гранулометрическим составом частиц, их формой, химическим составом пород, происхождением пор, а также соотношением количества больших и малых пор. [1,2,3,4 и др.].

В большой степени свойства пористых сред зависят от размеров поровых каналов. По величине поровые каналы нефтяных пластов условно разделяются на три группы:

- 1) сверхкапиллярные – более 0.5 мм;
- 2) капиллярные – от 5 до 0.0002 мм (0.2 мкм);
- 3) субкапиллярные – менее 0.0002 мм (0.2 мкм).

По крупным (сверхкапиллярным) каналам и порам движение нефти, воды и газа происходит свободно, а по капиллярным – при значительном участии капиллярных сил.

В субкапиллярных каналах жидкости в такой степени удерживаются силой притяжения стенок каналов (вследствие малого расстояния между стенками канала жидкость в ней находится в сфере действия молекулярных сил материала породы), что практически в природных условиях перемещаться в них не могут.

Породы, поры которых представлены в основном субкапиллярными каналами, независимо от пористости практически непроницаемы для жидкостей и газов (глина, глинистые сланцы). Хорошие коллекторы нефти – те породы, поры которых представлены в основном капиллярными каналами достаточно большого сечения, а также сверхкапиллярными порами. Из сказанного следует, что при существующих в естественных условиях перепадах давлений не во всех пустотах жидкости и газы находятся в движении.

Наряду с коэффициентом полной пористости введены еще понятия коэффициента открытой пористости, а также коэффициентов, характеризующих статическую полезную емкость и динамическую полезную емкость коллектора.

Коэффициентом открытой пористости μ принято называть отношение объема открытых, сообщающихся пор к объему образца.

Статическая полезная емкость коллектора $P_{ст}$ характеризует объем пор и пустот, которые могут быть заняты нефтью или газом, $P_{ст}$

определяется как разность открытой пористости и доли объема пор, занятой остаточной водой.

В зависимости от перепадов давления, существующих в пористой среде, свойств жидкостей и характера поверхности пород та или иная часть жидкости (неподвижные пленки у поверхности породы, капиллярно удержанная жидкость и т.д.) не движется в порах. Динамическая полезная емкость коллектора $P_{дин}$ характеризует относительный объем пор и пустот, через которые могут фильтроваться нефть и газ в условиях, существующих в пласте.

Упомянутые свойства пород находятся в тесной зависимости от химического состава, структурных и текстурных их особенностей. Структура породы определяется преимущественно размером и формой зерен. По размерам различают структуры: псефитовую (порода состоит из обломков более 2 мм), пелитовую (0.01 мм и менее). К текстурным особенностям породы относят слоистость, характер размещения и расположения пород, взаиморасположение и количественное соотношение цемента и зерен породы и некоторые другие черты строения. Роль цемента часто выполняют глинистые вещества. Встречаются также цементы хемогенного происхождения (карбонаты, окислы и гидроокислы, сульфаты).

1.3. Классификация трещиноватых пород-коллекторов.

Вследствие совершенствования методов исследования коллекторов нефтяных месторождений и накопления богатого промышленного материала в последние годы стало известно, что во многих залежах коллекторские свойства пласта характеризуются не только обычной межзерновой пористостью, но в значительной степени также и наличием трещин.

Иногда емкость коллектора и промышленные запасы нефти в нем определяются преимущественно объемом трещин.

Залежи, связанные с трещиноватыми коллекторами, приурочены большей частью к плотным карбонатным породам, а в некоторых районах и к терригенным отложениям. Пласты этих месторождений сложены плотными породами, очень часто неспособными практически фильтровать сквозь себя жидкости (т.е. обладающими низкой межзерновой проницаемостью). Вместе с тем из них получают значительные притоки нефти к скважинам, что обеспечивается наличием разветвленной сети трещин, пронизывающих эти коллекторы. [1-5]

Существуют различные мнения о том, что составляет емкость трещиноватого коллектора. Иногда емкость такого коллектора определяется только объемом трещин. В большинстве же случаев она обуславливается пустотами трех видов.

1. Межзерновым поровым пространством. Пористость 2-10 %.

2. Кавернами и микрокарстовыми пустотами. Пористость слагаемая пустотами этого вида, характерна для карбонатных пород, где она составляет значительную часть (13-15 %) полезной емкости трещиноватого коллектора.

3. Пространством самих трещин, составляющих трещинную пористость. Пустоты этого вида составляют десятые и сотые доли процента относительно объема трещиноватой породы. Пока известно мало залежей, где трещинная емкость пород оказалась бы соизмеримой с объемом добываемой, из них нефти. Чаще всего трещины, по-видимому. Играют в основном роль путей фильтрации нефти и газа, связывающих воедино межзерновое пространство блоков, пустоты каверн и микрокарстов.

Исходя из основных коллекторских свойств обуславливающих емкость и пути фильтрации в трещиноватых коллекторах, последние можно подразделить на следующие основные виды.

1. Коллекторы кавернозного типа. Емкость пород складывается из полостей каверн и карстов, связанных между собой и скважинами системой микротрещин. Приурочены в основном к карбонатным породам. Фильтрация жидкостей и газов в них осуществляется по микротрещинам, соединяющим мелкие каверны.

2. Коллекторы трещинного типа. Емкость коллектора определяется в основном трещинами. Коллекторы такого типа приурочены к карбонатным породам, а также к плотным песчаникам, хрупким сланцам и другим плотным породам. Фильтрация нефти и газа происходит только по системам микротрещин с раскрытостью выше 5-10 мкм. Такие виды коллекторов мало распространены.

3. Коллекторы смешанные, представляющие собой сочетания и переходы по площади и по разрезу трещиноватого или кавернозного коллекторов с нормальными. Коллекторы этого вида широко распространены.

Установлено, что закономерности развития трещиноватости в горных породах связаны с тектоникой и направлением дизъюнктивных дислокаций и трещиноватость, как правило, выражена правильными геометрическими системами трещин.

По результатам исследований Е.М.Смехова и других, сеть трещин обычно состоит из двух основных систем вертикальных нарушений сплошности, обладающих двумя взаимно перпендикулярными направлениями. Иногда сетка представляется одной системой горизонтальных трещин по отношению к плоскостям напластования (тонкослоистые и сланцеватые породы) или системой трещин с различной ориентацией (глины). Значительная же часть систем трещин имеет падения, близкие к вертикальным (относительно слоистости пород).

Часто наблюдается ориентированность трещиноватости по странам света. Простираемость систем трещиноватости в общем согласуется с основным направлением крупных тектонических деформаций. В

отдельных районах основные системы трещиноватости совпадают по всей толще осадочных пород независимо от них возраста.

Все это дает основание полагать, что ориентированность проницаемости отдельных участков продуктивных пластов относительно залежи, по-видимому, объясняется наличием ориентированной системы трещин и зависимостью между направлениями основных систем трещиноватости и простиранием складок. Это подтверждается совпадением линий, соединяющим скважины с относительно большими дебитами, с направлением простирания основных систем трещиноватости.

Обычно строгой закономерности в распределении систем трещиноватости по элементам структур, к которым приурочены нефте- и газо содержащие залежи, не наблюдается, так как предполагается, что, кроме тектонического фактора, на распределение систем трещин на структуре влияют в некоторой степени и свойства самих пород. Вообще же наиболее трещиноваты те участки структуры, где изменяются углы падения пород- периклинали на пологих складках и своды на структурах с крутыми крыльями.

О раскрытии трещин на глубине также существуют различные мнения. В шахтах, по сравнению с нефтяными скважинами, имеющими незначительную глубину, иногда встречаются трещины с раскрытостью до 10 см (шахты Норильского района и Ухты, озокеритовые месторождения Борислава). Большинство исследователей, однако, считают, что при значительных величинах горного давления на больших глубинах зияющие трещины не могли сохраниться.

Практически все карбонатные породы образовались осаждением из водной среды, и главное их отличие терригенных пород заключается в химическом и минералогическом составе.

Основным минералы, образующие карбонатные породы, - это кальцит и доломит, второстепенные – магнезит, сидерит, анкерит и др.

К карбонатным породам относится обширная группа пород, представленная известняками, доломитами и мергелями. Между этими тремя типами пород имеются всевозможные переходы. Одной из широко используемых классификаций названий карбонатных пород, переходных по содержанию кальцита, доломита и магнезита, является построенная по принципу отношения CaO/MgO к классификация С.Г.Вишневого, дополненная Е.К.Фроловой. (табл. 1.1). [5]

Исходя из различных признаков – генетических, литологических, морфологических, структурных, емкостных, фильтрационных и др., различными исследователями разработано множество классификации нефтяных коллекторов, однако единой общепринятой классификации нет.

Классификация карбонатных пород (таблица 1.1)

Порода	Содержание %			Отношение CaO/MgO
	кальцита	доломита	магнезита	
Известняк	95-100	5-0	-	>50,1
Доломитистый известняк	75-95	25-5	-	9,1-50,1
Доломитистый известняк	50-75	50-25	-	4,0-9,1
Известковый доломит	25-50	75-50	-	2,2-4,0
Известковистый доломит	5-25	95-75	-	1,5-2,2
Доломит	0,5	100-95	-	1,4-1,5
Доломит слабомагнезиальный	-	100-95	0,5	1,25-1,4
Доломит магнезистый	-	95-75	5-25	0,80-1,25
Доломит магнезитовый	-	75-50	25-50	0,44-0,80
Магнезит доломитовый	-	50-25	50-75	0,18-0,44
Магнезит доломитистый	-	25-5	75-95	0,03-0,18
Магнезит	-	5-0	95-100	0,00-0,03

При решении практических вопросов подсчета запасов и разработки залежей в карбонатных коллекторах заслуживает внимания классификация коллекторов Ф.И. Котяхова, составленная с учетом классификации других исследователей и дополненная параметрами, оценивающими долю запасов нефти, содержащихся в пустотах различного вида: порах, кавернах и трещинах (табл. 1.2) [5].

По этой классификации основные типы коллекторов – трещинные, каверновые и поровые. Остальные 9 типов сложные или смешанные. (Порядок слов в названиях коллекторов смешанного типа определяется величиной доли извлекаемых запасов нефти, приходящихся на каждый из основных типов пустот коллекторов.

Коллектор		Критерии классификации
тип	порода	
Трещинный	Трещиноватая	$S_B=1; m_K=0$
Каверновый	Кавернозная	$S_B=1; m_T=0$
Каверно-трещинный	Кавернозно-трещиноватая	$S_B=1; Q_{ИК} > Q_{ИТ}$
Трещинно-Каверновый	Трещиновато-кавернозная	$S_B=1; Q_{ИК} > Q_{ИТ}$
Поровый	Пористая	$m_K=0; m_T=0; S_B < 1$ или $m_{П} > m_K + m_T;$ $Q_{ИП} > Q_{ИК} + Q_{ИТ}$
Трещинно-поровой	Трещиновато-пористая	$S_B < 1; Q_{ИТ} > Q_{ИП}; m_K=0$
Порово-трещинный	Пористо-трещиноватая	$S_B < 1; Q_{ИП} > Q_{ИТ}; m_K=0$
Порово-каверновый	Пористо-кавернозная	$S_B < 1; S_{ИП} > Q_{ИК}; m_T=0$
Каверново-поровый	Кавернозно-пористая	$S_B < 1; Q_{ИК} > Q_{ИП}; m_T=0$
Каверново-трещинно-поровый	Кавернозно-трещиновато-пористая	$S_B < 1; Q_{ИК} > Q_{ИП} + Q_{ИТ}$
Порово-трещинно-каверновый	Пористо-трещиновато-кавернозная	$S_B < 1; Q_{ИП} > Q_{ИТ} + Q_{ИК}$
Трещинно-порово-каверновый	Трещиновато-пористо-кавернозная	$S_B < 1; Q_{ИТ} > Q_{ИП} + Q_{ИК}$

Примечание S_B – содержание капиллярно-связанной воды: m_K , m_T , $m_{П}$ – коэффициенты соответственно каверновой, трещинной и поровой пустотности: $Q_{ИП}$, $Q_{ИК}$, $Q_{ИТ}$ – извлекаемые запасы нефти соответственно в порах, кавернах и трещинах.

1.4. Выводы по первой главе.

1. В связи с разнообразием условий формирования осадков коллекторские свойства продуктивных пластов различных месторождений углеводородов изменяются довольно в широких пределах, что и предопределяет существование различных классификаций. В общем случае коллекторы нефтяных и газовых месторождений разделяются на три основных типа – гранулярные, трещинные и смешанные.

2. По величине поровых каналов коллектора условно разделяются на три группы:

- сверхкапиллярные – более 0.5 мм;
- капиллярные – от 0.5 до 0.0002 мм;
- субкапиллярные – менее 0.0002 мм.

3. По структурными особенностями (размерам) породы различают:

- псефитовую (порода состоит из обломков более 2 мм);
- псаммитовую (0.1-2мм);
- алевритовую (0.01-0.1 мм);
- пелитовую (0.01 и менее).

4. Для решения практических задач разработки залежей в карбонатных коллекторах наиболее широко применения нашло классификация Ф.И.Котяхова, оценивающее ролью запасов нефти, содержащихся в пустотах различного вида: порах, кавернах и трещинах.

5. Исходя из различных признаков – генетических, литологических, морфологических, структурных, емкостных, фильтрационных и др., различными исследованиями разработано множество классификации нефтяных коллекторов, однако единой общепринятой классификации нет.

Глава 2. Методы оценки трещиноватости пород.

Основные петрофизические свойства карбонатных пластов – структура пор, удельная поверхность пористой среды, смачиваемость, капиллярные характеристики, пористость, проницаемость, трещиноватость, кавернозность и др.

В последние годы проводят большие исследования детального строения поровых, трещиноватых и трещиновато-порово-кавернозных типов карбонатных коллекторов, которые широко распространены в различных нефтегазоносных районах мира. Особое внимание уделяется развитию методов количественной оценки вторичной (каверновой) емкости и других петрофизических характеристик карбонатных коллекторов. [5,6,7 и др.]

2.1. Генетические типы карбонатных пород.

Выведены отдельных типов карбонатных пород при геологических исследованиях имеет важное практическое значение и проводится в основном по данным литолого-петрофизического изучения пород.

Обычно выделяют три основные генетические группы карбонатных пород: хемогенные, органогенные, обломочные. На территории Волго-уральской провинции промышленно-нефтеносные породы наиболее часто встречаются в отложениях турнейского и башкирского ярусов. Турнейские отложения представлены преимущественно сгустковыми, органогенно детритовыми и хемогенными известняками.

Каждая из структурных разновидностей пород характеризуется своими коллекторскими свойствами. Например, ниже приведены коллекторские свойства башкирских отложений. [5, 10, 11.]

Порода:	пористость	проницаемость
Биоморфные известняки	15-20	0.01-0.5
Детритово-биоморфные известняки	10-16	0.0001-0.001
Известняковые песчаники	10-15	0.001-0.5

Наличие различных структурно-генетических типов пород в разрезе одного продуктивного объекта обуславливает значительную изменчивость коллекторских свойств, поэтому широко известные кривые распределения пустотности и проницаемости, как правило, многовершинны.

Для постседиментационных изменений известняков характерны процессы грануляции и перекристаллизации, менее интенсивны процессы кальцитизации и доломитизации. Эти процессы вызывают резкие изменения первичных петрофизических характеристик карбонатных пород.

А так как они проходят в объеме пласта неравномерно и с разной интенсивностью, то наблюдается весьма высокая неоднородность карбонатных коллекторов.

В процессе отложения и формирования карбонатные породы подвергаются воздействию различных факторов, в результате чего коллектор приобретает очень сложную структуру пустотного пространства – от мельчайших пор до крупных каверн и трещин. От структуры пустотного пространства зависят способность коллектора вмещать и пропускать газ или жидкость, фильтрационные свойства, начальное содержание и распределение остаточной воды и полнота вытеснения нефти.

Важная характеристика порового пространства – размеры пустотных каналов и их распределение. Поровые каналы реальных карбонатных пород-коллекторов имеют сложную форму, поэтому их трудно охарактеризовать в каждой точке порового пространства определенным геометрическим параметрам. Принято считать что диаметр поры в любой точке порового пространства равен диаметру наибольшей сферы, которую можно вписать в данное пространство. Поскольку на практике для определения структуры порового пространства чаще используется капиллярные свойства пород, то применяют понятие эквивалентности порового пространства исследуемой породы-коллектора

некоторой, специально выбранной трубчатой капиллярной модели. Под диаметром порового канала породы понимается в этом случае диаметр капилляра, эквивалентного по своим свойствам данному поровому каналу.

Функция распределения поровых каналов по размерам дает представление не только о размерах каналов и их числе, но и позволяет судить о степени неоднородности строения порового пространства.

К макропорам, А.А.Ханину, относятся такие поры, в которых жидкость движется в соответствии с законами гидродинамики, размеры таких пор больше 500 мкм. В капиллярных порах радиусом 0.1-500 мкм движение жидкости может происходить как под действием внешних сил, так и благодаря капиллярным силам. Наконец. В субкапиллярных порах радиусом меньше 0.1 мкм реальные градиенты давления не могут вызвать перемещения жидкости.

2.2. Основные параметры характеризующие трещиноватость пород-коллекторов

Исследованиями Е.М.Смехова и других установлено, что интенсивность трещиноватости зависит от литологических свойств пород. Трещиноватость карбонатных пород обычно больше, чем аргиллитов и песчано-алевритовых пород, песчаников и солей.

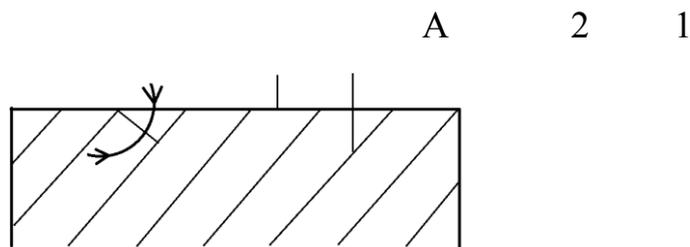
Раскрытость трещин также зависит от литологического состава пород и их происхождения. Раскрытость трещин различных пород колеблется в пределах 14-80мкм.

Интенсивность трещиноватости горной породы, рассеченной совокупностью трещин, характеризуется объемной T и поверхностной P плотностью трещин, которые определяются следующими соотношениями:

$$T = \frac{S}{V}, \quad P = \frac{l}{F}, \quad [2.1,2.2]$$

Где S – площадь половины поверхности всех стенок трещин, секущих объем V породы; l – суммарная длина следов всех трещин, выходящих на поверхность площадью F .

Мерой трещиноватости породы одной системы трещин служит густота трещин Γ , представляющая собой отношение числа трещин Δn , секущих нормаль их плоскостей, к элементу длины ΔL этой нормали:



(рис 2.1)

$$\Gamma = \frac{\Delta n}{\Delta L}, \quad [2.3]$$

Для однородной трещиноватости, т.е. когда трещины находятся на равном расстоянии друг от друга, густота трещин

$$\Gamma = \frac{1}{L}, \quad [2.4]$$

Где L – расстояние между трещинами в системе.

Объемная плотность T характеризует трещиноватость с любой геометрией пласта. Очевидно, поверхностная плотность P зависит от ориентации площади измерения (рис 2.1, линия 2), относительно направления трещин (рис 2.1, линия 1), а густота Γ их характеризует только выделенную систему трещин.

Плотность трещиноватости пород может изменяться в широких пределах. Объемная плотность трещин девонских отложений Южно-Минусинской впадины (по наблюдениям в обнажениях на дневной поверхности), например, изменяется в пределах 9-60 1/м.

Между T , P и Γ существует следующая связь:

$$T = \sum_{i=1}^N \Gamma_i; \quad T = \sum_{i=1}^N \frac{P_i}{\cos \alpha_i}; \quad P = \sum_{i=1}^N \Gamma_i \cos \alpha_i, \quad [2.5]$$

где N – число систем трещин; α_i – угол между перпендикуляром к плоскости – системы трещин и площадкой, на которой измеряется величина P (см. рис.2.1).

Трещинная пористость для одной системы трещин

$$m_{Ti} = b_i \Gamma_i, \quad [2.6]$$

где b_i – раскрытость трещин.

Для системы трещин имеем

$$m_T = \sum_{i=1}^N m_{Ti} = \sum_{i=1}^N b_i \Gamma_i.$$

При $b_i = \text{const} = b$ [2.7]

$$m_T = bT. \quad [2.8]$$

Зависимость проницаемости пород трещинной пористости и раскрытия трещин можно получить при помощи уравнения Буссинеска, согласно которому расход жидкости приходящийся на единицу протяженности щели.

$$Q = \frac{b^3}{12\mu} \frac{dp}{dx}, \quad [2.9]$$

где b – раскрытие трещины; μ – динамическая вязкость жидкости; dp/dx – градиент давления.

Следовательно, расход жидкости через площадь фильтрации породы

$$Q = l \frac{b^3}{12\mu} \frac{dp}{dx}. \quad [2.10]$$

Приняв действительным равенство $m_T = b \frac{l}{F}$, получим

$$Q = \frac{F m_T b^2}{12\mu} \frac{dp}{dx}. \quad [2.11]$$

По закону Дарси расход жидкости через эту же породу

$$Q = \frac{k_T F}{\mu} \frac{dp}{dx}. \quad [2.12]$$

Здесь k_T – проницаемость трещин.

Приравнивая правые части уравнений (2.11) и (2.12), получим

$$k_T = 85000b^2m_T, \quad [2.13]$$

где b – раскрытие трещины, мм; k_T – проницаемость, мкм^2 ; m_T – трещинная пористость, доли единицы.

Формула (2.13) действительна для случая, когда трещины перпендикулярны к поверхности фильтрации. В действительности трещины могут располагаться произвольно в результате чего проницаемость трещиноватой породы будет зависеть от простирания их систем и направления фильтрации. По этому важно знать ориентированность трещин. Она определяется известными методами фиксации положения в плоскости в пространстве – по азимуту падения δ и углу падения ω или же по направляющим косинусов единичного вектора нормали к плоскости трещины ($\cos\alpha_1, \cos\alpha_2, \cos\alpha_3$, где $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$ - углы между единичным вектором и осями координат, рис 2,2).

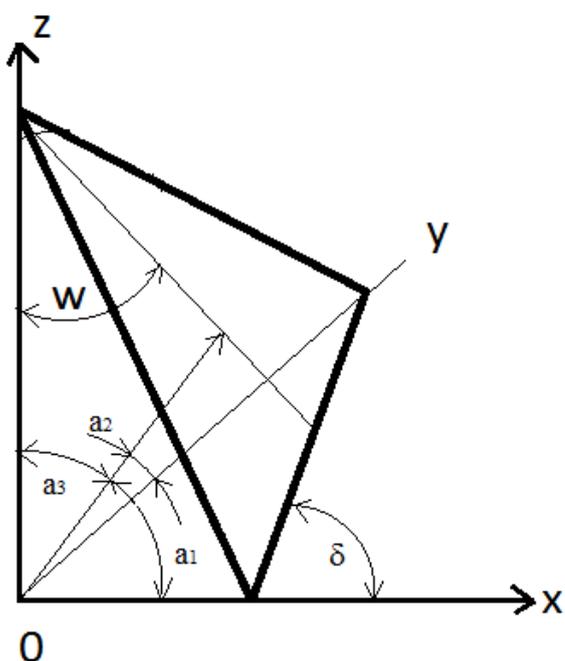


Рис 2.2 Ориентирование плоскости трещин в пространстве

В общем случае, если трещины располагаются произвольно, а проницаемость рассчитывается для любого горизонтального направления фильтрации, то формула для расчета проницаемости имеет вид

$$k_T = 8,5 \cdot 10^6 \sum_{i=1}^N b_i^3 \Gamma_i (\sin^2 \omega_i \cos^2 \varphi_i + \cos^2 \omega_i), \quad [2.14]$$

где b_i и Γ_i – раскрытость и густота трещин соответственно в см и 1/см; ω_i – угол падения трещин данной системы; φ_i – угол между задаваемым направлением фильтрации и простиранием данной системы трещин.

2.3. Методы изучения параметров трещиноватости пород-коллекторов.

Методика исследования коллекторских свойств трещиноватых горных пород имеет свои особенности. Их качества как коллектора характеризуются густотой и раскрытостью трещин, которые определяют трещинную пористость и проницаемость, обусловленную наличием в породе трещин.

Здесь следует подчеркнуть, что понятие «раскрытость» включает в себя некоторую условность. Существование трещин на больших глубинах в условиях проявления горного давления возможно только при многочисленных контактах между стенками трещины. Площадь контактов по сравнению с поверхностью стенки мала, и поэтому наличие их существенно не влияет на емкость и фильтрационные свойства трещин. На этом основании вводят понятие раскрытости трещин как преобладающей величины расстояний стенок трещин между контактами.

Уже отмечалось, что подавляющее большинство трещин, по-видимому, имеет тектоническое происхождение и объединяется в ориентированные системы. Поэтому далее будем рассматривать трещиноватость, характеризующуюся системами трещин, стенки которых можно принять за плоскости.

Для определения параметров трещиноватости используются геологические, геофизические и гидродинамические методы исследования трещиноватых пород.

При геологических методах получают достоверные сведения о плотности трещин и их ориентированности по данным исследования трещиноватости пород в их обнажениях на дневной поверхности, а также в шахтах и других горных выработках. Раскрытость же поверхностных трещин подвержена влиянию эрозии.

Геофизические методы исследования трещиноватых коллекторов основных на зависимости свойств потенциальных полей (электрических, гравитационных, упругих и т.д.) от параметров трещиноватости. Эти методы находятся в стадии развития и становления.

Параметры трещиноватости находят также по керновому материалу и по шлифам. При микроскопическом исследовании шлифа определяется раскрытие трещин, их протяженность и площадь шлифа. Параметры трещиноватых пород подсчитывают по формулам

$$k_T = A \frac{b^3 l}{F}, \quad [2.15]$$

$$m_T = \frac{bl}{F}, \quad [2.16]$$

$$P = \frac{l}{F}. \quad [2.17]$$

Здесь k_T – трещинная проницаемость, $мкм^2$; A – численный коэффициент, зависящий от геометрии систем трещин в породе (для трех взаимно перпендикулярных систем трещин $A=2,28 \cdot 10^6$; для хаотически расположенных трещин $A=1,71 \cdot 10^6$); l – протяженность трещин в шлифе, см; F – площадь шлифа, $см^2$; m_T – трещинная пористость, доли единицы; P – поверхностная плотность трещин.

По результатам исследования ВНИГРИ, раскрытость трещин нефтесодержащих пластов обычно составляет 10-20 мкм, и лишь иногда она возрастает до 30 мкм. В породах же, подверженных процессам растворения и перекристаллизации минералов, встречаются каверны и

карсты значительных размеров. Так, например, при бурении скважин на месторождении Надьлендел в Венгрии наблюдались провалы инструмента в карбонатных коллекторах до 2-3 м на глубинах около 3000 м. [5]

Многочисленные измерения показывают, что трещинная пористость от общей пористости трещиноватой породы обычно не превышает 1% и часто бывает менее 0.1 %. В противоположность этому проницаемость трещинного коллектора обычно определяется пропускной способностью трещин, ибо трещинные коллекторы, как правило, связаны с плотными и хрупкими породами, межзерновая проницаемость блоков которых редко превышает $0,1 \text{ мкм}^2$. [1, 5]

Все более широко применяются гидродинамические методы, основанные на использовании результатов исследования скважин. Показатели работы скважин (зависимость дебита от забойного давления, скорость восстановления давления в остановленной скважине и т.д.) зависят от параметров трещиноватости коллектора. Эти методы подробно излагаются в курсах разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.

2.4 Изучение типа коллекторов по кривым восстановления давления.

Определение показателей, характеризующих гидродинамические свойства пласта и скважин, знание которых необходимо для правильного решения многих практических задач, связанных с проектированием разработки нефтяного месторождения и его грамотной эксплуатацией, является основной задачей промысловых исследований.

Хотя методы эти различны и специфичны, они, в основном основываются на результатах обычных стандартных способов исследования скважин и пластов.

На сегодня имеется ряд методических руководств по гидродинамическим исследованиям скважин и пластов для различных геолого-физических условий. Все они предусматривают решение задач по

получению той или иной информации о гидродинамическом состоянии коллектора.

Коэффициент продуктивности скважин, коэффициент гидропроводности призабойной зоны пласта, значения не которых упругопластических свойств пласта, фактор «загрязненности» призабойной зоны скважины (скин-эффект), обычно определяют по результатам исследования скважин и пластов в результате интерпретации индикаторных кривых.

К сожалению, следует отметить, что параметры, определенные с помощью индикаторной кривой, не всегда бывают достаточно точными и убедительными особенно если интерпретация их базируется на различных модификациях формулы Дюпюи.

Вышесказанные особенно актуально для объектов, залегающих на значительных глубинах, которые отличаются сложностью самой пластовой системы.

В этой связи в настоящей главе переинтерпретированы результаты ранее проведенных гидродинамических исследований скважин (кривых восстановления давления) на основе нетрадиционного метода, при котором кривые восстановления давления строятся в разностных координатах. Помимо параметров, определяемых обычным методом, построения КВД в разностных координатах позволяет оценить характер фильтрации флюидов в зависимости от природы коллектора их техногенной составляющей.

На промыслах Чечни, Ингушетии, Татарстана, Башкортостана, Белоруссии, Азербайджана нашло широкое применение определение типа коллектора по КВД, построенным в разностных координатах. В настоящее время на основе результатов обобщения накопленного опыта интерпретации КВД, построенных в разностных координатах, предложена классификационная таблица, где каждый тип кривой в той или иной мере отражает особенности изученного коллектора. [рис. 2.3].

Из классификационной таблицы видно, что виды кривых для различных типов коллекторов существенно различаются. Формула которая описывает процесс восстановления давления в скважине, дренировавшей трещиновато-пористой пласт:

$$p_0 - p = Ae^{-a_1*t} + Be^{-a_2*t} + (P_0 - P - A - B)e^{-a_3*t}, \quad [2.18]$$

Где p_0 – установившееся после закрытия скважины давление в kgf/cm^2 ; p – забойное давление в момент t после остановки скважины в kgf/cm^2 ; A, B, a_1, a_2, a_3 – постоянные коэффициенты при условии $p_{пл} > p_{нас}$ ($p_{нас}$ - давление насыщения нефти газом).

Соответствующим членом в правой части равенства характеризуются различные виды сопротивлений при движении жидкости в скважине, где:

1) Ae^{-a_1*t} – разность между установившимся пластовым давлением и давлением в трещинах (давление в трещинах зависит от скорости притока жидкости из блоков в трещины);

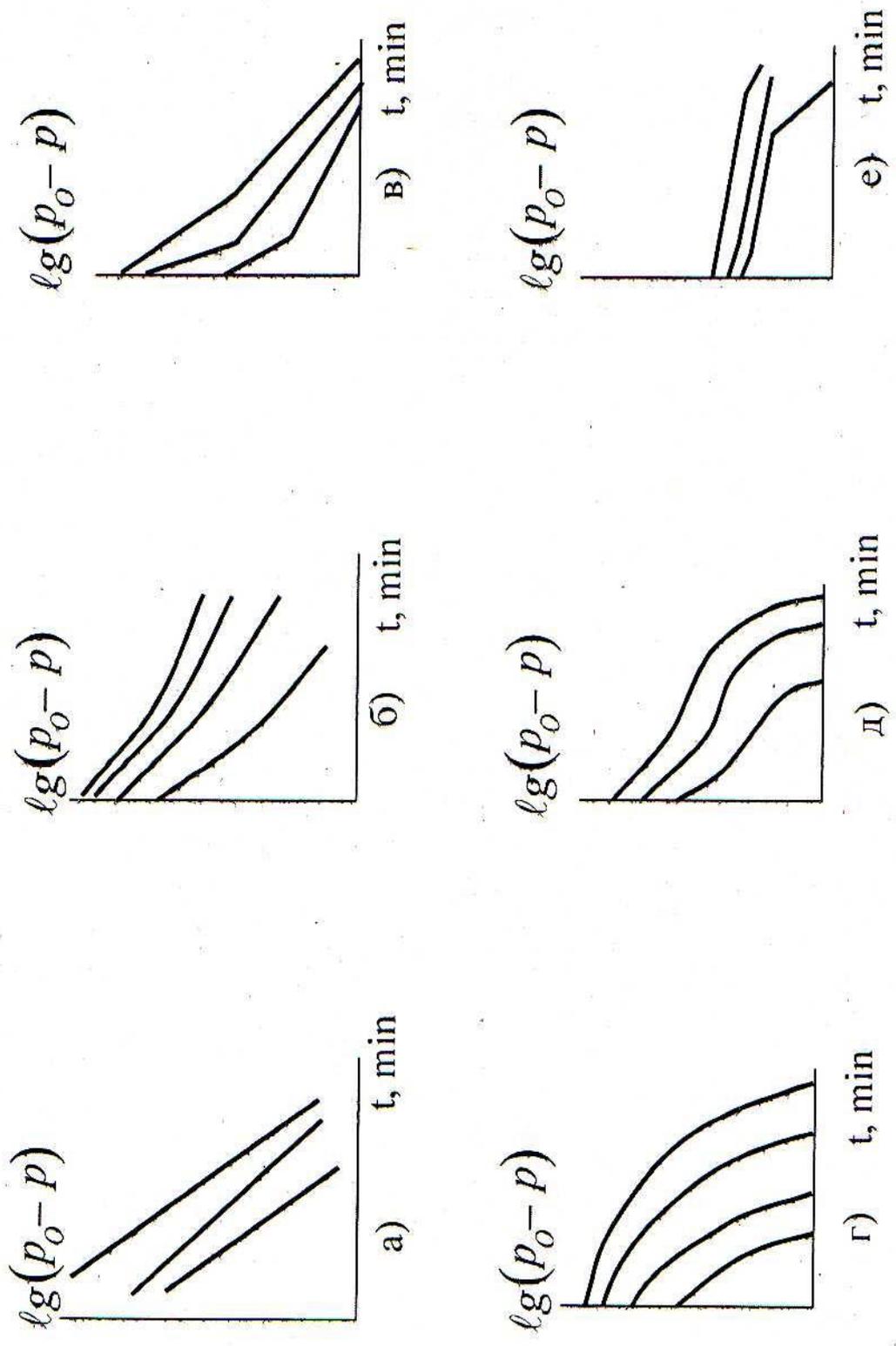


Рис.2.3. Разностные кривые восстановления давления для различных типов коллекторов:

а) чисто трещинный; б) чисто трещинный с наличием скин-эффекта; в) трещиновато-пористый с наличием скин-эффекта; г) трещиновато-

пористый; д) неоднородно-трещинный; е) пористо-трещиноватый с незначительными фильтрационным сопротивлением

2) Ve^{-a_2*t} – гидравлические потери давления при движения жидкости в трещинах до призабойной зоны скважины;

3) $(P_0-P-A-B)e^{-a_3*t}$ - потери давления вблизи скважины, обусловленные загрязненностью призабойной зоны.

Через разные промежутки времени после остановки скважины, эти перепады давления становятся равными нулю.

Между собой коэффициенты a_1 , a_2 , a_3 связаны следующим соотношением:

$$a_1 < a_2 < a_3.$$

Ниже рассмотрим, для убедительности, теоретического разностную кривую в координатах $\lg(p_0-p)$ и t , представленную на [рис 2.4]

Условно, кривую можно разбить на три участка:

1) первоначальный криволинейный участок А, характеризующий дополнительные фильтрационные сопротивления (или потери давления), обусловленные наличием в окрестностях скважины области с отличной гидропроводной характеристикой.

Через некоторое время после остановки скважины (0,5 – 1,5 h), по промышленным данным, влияние загрязненности начинает уменьшаться, и третий член в уравнении [2.1] становится равным нулю, тогда имеем:

$$p_0 - p = Ae^{-a_1*t} + Be^{-a_2*t}; \quad [2.19]$$

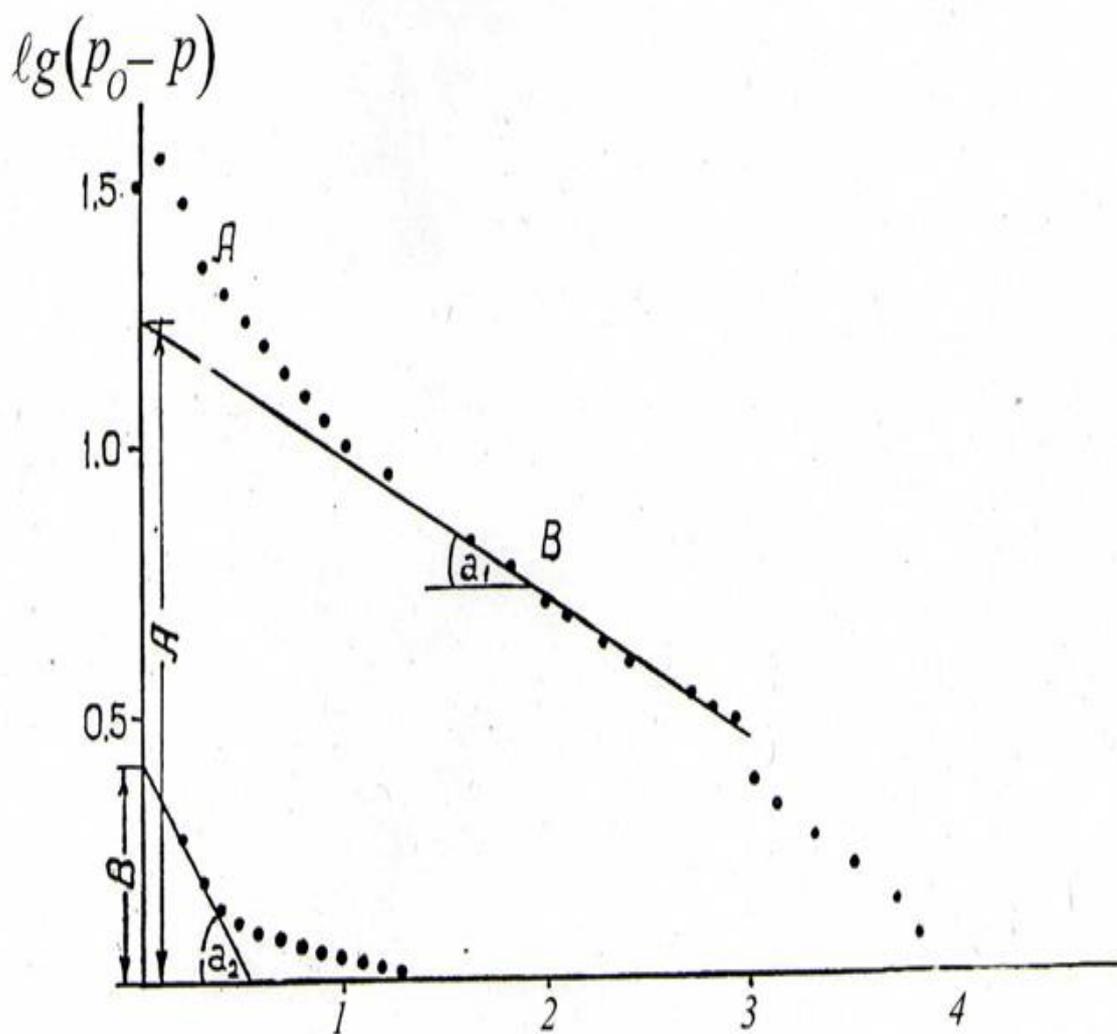


Рис.2.4. Теоритическая разностная кривая

2) следующий прямолинейный участок В, свидетельствует о полном прекращении влияния упомянутого выше эффекта на фильтрацию на пластовой жидкости и связанному с ним процессу восстановления давления, который характеризует перепад давления за счет движения жидкости в трещинах.

Вследствие уменьшения притока жидкости, потеря давления в крупных трещинах – второй член уравнения [2.19] – также быстро но, благодаря сжимаемости трещин и насыщающих их флюидов, не так быстро, как третий член.

3) уравнение [2.18], в более поздний период восстановления давления, когда разница между статическим давлением и давлением в крупных трещинах уменьшается по мере того, как крупные трещины пополняются жидкостью из матрицы, а приток жидкости в скважине и вдоль крупных трещин практически равен нулю, примет вид:

$$p_0 - p = Ae^{-a_1 * t}. \quad [2.20]$$

На кривой данному моменту будет существовать точка С, завершающая описания кривой восстановления давления в разностных координатах.

Можно констатировать, что кривая, описывая процесс восстановления давления в трещиновато-пористом пласте, интегрально вбирает в себя весь суммарный перепад давления, состоящий из всех трех составляющих при фильтрации пластового потока.

2.5. Изучение трещиноватости коллекторов путем геолого– гидродинамического моделирования.

Принятые в настоящее время методические подходы не предусматривают подсчет запасов нефти для коллекторов трещинного типа. В результате для коллекторов порово-трещинного типа геолого-гидродинамические модели (ГДМ) фактически не учитывают интервалы

работы трещинного коллектора, что вносит системные погрешности в фильтрационные модели. Данная проблема особенно актуальна для продуктивных объектов, разрабатываемых с заводнением, в связи с интенсивным поглощением закачиваемого агента трещинными интервалами.

В настоящей статье рассмотрены возможности учета работы интервалов трещинных коллекторов в ГДМ на примере пласта Фм Озерного месторождения. Для данного эксплуатационного объекта в работе [14] на основе комплексного анализа данных керна и работы скважин установлена зональность развития порового и трещинно-порового типов коллекторов. Сопоставляя результаты работы [14] с результатами адаптации эксплуатации скважин, установлено, что для участков развития поровых коллекторов стандартный подход приводит к удовлетворительной сходимости результатов моделирования с фактическими данными. В то же время для большинства скважин из зоны развития трещинных коллекторов при адаптации установлены значительные расхождения расчетных и фактических показателей как по добыче нефти, так и по добыче жидкости. В результате сделан вывод, что основной причиной данного расхождения следует считать не учет при моделировании трещиноватости коллекторов.

Применение специальных программных продуктов моделирования трещиноватых коллекторов, таких как FRACA, в условиях пласта Фм Озерного месторождения затруднено, главным образом, по причине недостаточного количества исходных данных из-за невысокой освещенности объекта кернавым материалом. С учетом этого, предложен способ геолого-гидродинамического моделирования, учитывающий трещиноватость коллекторов, не требующий применения узконаправленных программных продуктов. [15].

В качестве дополнительной (по сравнению с традиционным для поровых коллекторов подходом) информации приняты значения средней для системы “матрица + трещины” проницаемости, определенной при

обработке кривых восстановления давления (КВД) в соответствии с методикой Уоррена – Рута [16,17]. Методика апробирована и адаптирована под условия рассматриваемых месторождений, ее достоверность подтверждена промысловыми данными и другими видами исследований [18].

Рассчитанные по методике Уоррена – Рута значения использованы для модификации проницаемостей в геологической основе ГДМ. На первом этапе проницаемости скорректированы в модели путем введения множителя с учетом данных КВД. И качестве примера выполнено графическое сопоставление расчетных и фактических дебитов нефти по скважинам, расположены в зоне развития трещиноватости коллекторов.

При использовании модели порового коллектора абсолютно неудовлетворительно адаптируется начальный этап эксплуатации скважины занижая добычу нефти в ГДМ по сравнению с фактическими данными работы скважины. Удовлетворительная адаптация отмечается только в период с 2008 по 2012 г., после чего добыча в ГДМ начинает превышать фактическую. Очевидно, что использование модели порового коллектора без учета параметров его трещиноватости не позволяет моделировать работу скважины в рассмотренных геологических условиях.

Пористость для трещин с целью соблюдения неизменности геологических запасов объекта принималась равной нулю, проницаемость принята сопоставимой с данными порового коллектора. Такой подход более достоверно отражает реальные геологические условия залежи при развитии трещиноватости пород.

Модификация проницаемости по методу Уоррена – Рута в комплексе с искусственным введением сообщаемости между поровыми коллекторами в зоне развития трещиноватости позволила добиться высокой сходимости модельных и фактических значений добычи нефти на всем периоде истории эксплуатации скважин. Аналогичный результат получен при выполнении адаптации для параметров добычи жидкости и

забойного давления. Данный подход реализован для воспроизведения истории работы более чем 20 скважин фаменской залежи Озерного месторождения. Во всех случаях это привело к повышению степени адаптации показателей разработки скважин, что повысило достоверность ГДМ для залежи целом.

Таким образом, предложенный в работе подход, заключающийся в модификации проницаемости коллекторов на основании интерпретации кривых восстановления давления на методике Уоррена – Рута и в искусственном добавлении вертикальной сообщаемости в зонах развития трещиноватости, позволяет с достаточно высокой достоверностью моделировать процессы фильтрации в карбонатных коллекторах трещинно-порового типа.

Модификация проницаемости с учетом результаты обработки данных гидродинамических исследований (ГДИ) по Уоррену – Руту позволила значительно повысить степень адаптации гидродинамической модели. Однако в начальный период работы скважин отмечено превышение добычи нефти против фактической (около 18%). Аналогичные примеры существенных погрешностей адаптации установлены также для параметров добычи жидкостей и забойного давления скважин и ряда других скважин фаменской залежи Озерного месторождения, находящихся в зоне развития трещиноватости коллекторов. В целом использовании такого подхода позволило более чем в 2 раза сократить число скважин с неудовлетворительной адаптацией.

Погрешности в адаптации параметров работы скважин в зоне развития процессов трещиноватости, вероятно, обусловлены отсутствием в гидродинамической модели сообщаемости между отдельными работающими интервалами ввиду наличия непроницаемых пропластков между ними. С учетом этого в ГДМ в районе скважин с доказанной трещиноватостью между интервалами порового коллектора смоделированы проницаемые трещины.

2.6 Выводы по второй главе.

1. Выделение отдельных типов карбонатных пород имеет важнейшее значение для выбора эффективных систем разработки и повышения конечного коэффициента извлечения нефти. На практике обычно выделяют три основные генетические группы карбонатных пород: хемогенные, органогенные, обломочные. Каждая группа разновидностей пород характеризуется своими коллекторскими свойствами.

2. В процессе отложения и формирования карбонатные породы подвергаются воздействию различных факторов, в результате чего коллектор приобретает очень сложную структуру пустотного пространства – от мельчайших пор до крупных каверн и трещин.

3. Основными параметрами, характеризующими трещиноватость пород-коллекторов, являются: раскрытость трещин, густота трещин, трещинная пористость и трещинная проницаемость. Установлено, что выше указанные параметры зависят от литологического свойства пород. Трещиноватость карбонатных пород обычно больше, чем у аргиллитов и песчано-алевритовых пород, песчаников и солей.

4. Для изучения типов пород-коллекторов и параметров, характеризующих трещиноватость, применяются комплекс методов, таких как исследование керна, ГИС, ГДИ, геолого-гидродинамическое моделирование и косвенные признаки.

3. Оценка трещиноватости пород-коллекторов верхнеюрских отложений Западного Узбекистана

Анализ результатов исследований влияния пластового давления (депрессии на пласт) на фильтрационно-емкостные свойства пород коллекторов и продуктивности скважин показал, что при изучении данного процесса основными моментами являются решения следующих вопросов:

- установление трещиноватости пород-коллекторов;
- определение давления начала смыкания трещин;
- оценка величины снижения коэффициента продуктивности скважин из – за деформации коллектора:

В данном главе приводятся результаты изучения вышеперечисленных вопросов на примере месторождения Западного Узбекистана, продуктивные горизонты которых представлены карбонатными породами верхнеюрских отложений.

Ранее проведенными исследованиями установлено, что деформация пород коллекторов наиболее ярко проявляется в карбонатных трещинных коллекторах, когда основной флюидопроводящей системой является трещина | 19-24 и др. |.

В связи с этим рассмотрим результаты экспериментальных и промысловых исследований трещиноватости пород – коллекторов верхнеюрских отложений Западного Узбекистана.

3.1. Исследование трещиноватости пород-коллекторов по керновому материалу.

Основными продуктивными горизонтами месторождений углеводородов Западного Узбекистана являются XVI, XV, XVa горизонты карбонатной толщи.

XVI горизонт залегает в основании карбонатной толщи и перекрывает терригенные отложения среднего келловоя. В разрезе горизонта известняки от темно-серых до черных, крепкие, плотные, в

разной степени обогащенные детритом, участками трещиноваты, местами глинистые и неравномерно доломитизированные с редкими прослоями коллекторов.

XVa горизонт залегает в средней части продуктивной толщи и по возрасту отнесен к нижнему оксфорду-верхнему келловею. Эта пачка менее уплотнена в отличие от более плотных пород XVI и XV горизонтов. Представлен горизонт переслаиванием плотных и рыхлых известняков серых и светло-серых, средне и мелкозернистых, трещиноватых, комковато-водорослевых, комковато-обломочных, оолитовых, обломочных, доломитизированных, местами слабо глинистых. Породы-коллекторы составляют значительную долю в разрезе, местами разрез почти полностью состоит из коллекторов. Плотные разности характеризуются широким развитием трещиноватости. Основной объем пород (100 %) приходится на коллекторы порово-трещинного типа.

XV горизонт залегает непосредственно под эвапоритовой толщей и представлен переслаиванием известняков, ангидритов и доломитов. Горизонт в возрастном отношении относится к среднему оксфорду – нижнему кимериджу и сложен известняками серыми, светло-серыми, местами темно-серыми, плотными, крепкими, тонко и мелкозернистыми, местами глинистыми, трещиноватыми, комковато-водорослевыми, с подчиненными прослоями ангидритов белых, светло-серых и серых, сахаровидных, плотных, крепких, скрытокристаллических, местами известковистых и доломитизированных. В целом содержании ангидритов увеличивается от подошвы к кровле пласта и с запада на восток (что соответствует фациальной зональности). Доломиты главным образом встречаются в низах XV горизонта и в подстилающем горизонте XVa. Отложения относятся к фации закрытого карбонатного шельфа (зарифовая лагуна). Преимущественным распространением пользуются комковато-водорослевые и в меньшей степени комковато-оолитовые, водорослево-детритовые разности известняков. Для них характерно

широкое развитие трещин. Породы-коллекторы представлены в виде прослоев среди плотных разностей известняков и ангидритов.

В работе [21] приведены результаты обобщения 5744 определений пористости и проницаемости по керну, извлеченных из продуктивных горизонтов карбонатных отложений верхней юры. Результаты определений показали, что диапазон колебаний величины открытой пористости и проницаемости очень велик, что это обусловлено наличием трещин. Каверн и пустотам выщелачивания, которые накладываются на первичную межгранулярную пористость.

По горизонту XV-Р (625 образцов) материал представлен комковато-водорослевыми, органогенно-комковатыми, обломочно-комковатыми, сгустковыми, детритусово-комковатыми, водорослевыми, детритусово-коралловыми, онколитово-детритусовыми и другими разновидностями, величина проницаемости которых колеблется от 1 до 3700 мД.

Проницаемость в органогенно-обломочных, детритусовых, водорослевых онколитовых, коралловых, комковато-водорослевых, комковато-обломочных и хемогенных карбонатных породах горизонта XV-НР колеблется от 0.1 до 6700 мД (по 326 образцам).

Фактически один и тот же тип карбонатных пород как в разрезе одного горизонта, так и в каждом из них обладает очень низкой, а иногда – аномально высокой проницаемостью, причем наибольший диапазон колебаний оказывается показательным для класса биогенных, биохемогенных карбонатных пород.

Важным итогом этих исследований следует считать установление широкого развития трещиноватости во всех горизонтах XV-НР, XV-Р, XV-ПР и XVI верхнеюрских карбонатных отложений. При этом роль трещин разного типа в общей проницаемости карбонатных пород неодинакова. Так, стилолитовые трещины наиболее типичны для класса хемогенных карбонатных пород, чаще всего они располагаются по

напластованию, реже секут их и поскольку заполнены различными веществами, вряд ли существенно влияют на проницаемость. Трещины другого типа – минеральные – наиболее часто рассекают породы или вкрест напластования, или под углом к нему. Такие трещины обычно заполнены вторичном кальцитом, реже ангидритами и, по мнению Ш.Н. Дустмухаммедова и Д.Т. Хамидовой [25], также мало сказываются на проницаемости пород. Наряду со стилолиевыми и минеральными трещинами широко развиты открытые и частично открытые, которые располагаются либо вертикально, либо наклонно к напластованию.

Такие трещины встречены по всему разрезу субформации органогенных известняков и показательны для большинства петрогенетических разновидностей карбонатных пород. Форма их линейная, ветвистая, в частично открытых – извилистая, расширяющаяся на отдельных участках. Раскрытость этих трещин составляет 0.01-0.03 мм, по времени возникновения они поздние и, непосредственно определяют величину проницаемости.

В работе [20] для изучения фильтрационно-емкостных свойств трещинных пород был использован пермеаметр-порозиметр ”АР-608” фирмы “Корэтест” (США), предназначенной для определения пористости ($m_{ПГ}$) и проницаемости ($K_{пр.г}$) по газу при атмосферных условиях и реальных пластовых напряжениях.

В результате проведенных экспериментов получены зависимости:

- раскрытости трещин, измеренной у пород в разгруженном состоянии с проницаемостью соответствующей атмосферным условиям

$$B_m^{am} = 5,02(K_{np}^{am})^{0,36}, R=0,985; \quad [3.1]$$

- раскрытости трещин в пластовых условиях с проницаемостью соответствующей атмосферным условиям

$$B_m^{nl}=2,679 (K_{np}^{am})^{0,346}, R=0,928 \quad [3.2]$$

Полученные зависимости наглядно отражают тенденцию изменения размерности трещин у трещиноватых пород как при атмосферных, так и при

Пластовых условиях.

Как видно из результатов экспериментальных исследований величины трещиноватости пород-коллекторов даже одного типа изменяются довольно в широких пределах. Множество факторов, влияющих на трещиноватость горных пород, резко осложняют экспериментальное исследование при условиях их естественного залегания, что выражается в значительном разбросе полученных данных и редкой повторяемости результатов определений. Установлено, что на результаты определений трещиноватости значительное влияние оказывают условия отбора и подготовки образцов.

3.2. Исследование трещиноватости пород-коллекторов по материалам гидродинамических исследований скважин.

3.2.1. Нефтегазоконденсатное месторождение Шакарбулак.

На месторождении Шакарбулак продуктивными являются XVa, XV-P и XV-HP горизонты верхнеюрских отложений.

Горизонт XV-a сложен чередованием темно-серых плотных и серых пористо-кавернозных известняков. Известняки микрозернистые, комковато-сгустковые, комковато-водорослевые, с включениями органогенного детрита, участками глинистые.

Рифогенный комплекс, включает горизонты XV-P и XV-HP.

Горизонт XV-P. Представлен массивными светло-серыми и серыми биогенными мелкокавернозно-пористыми известняками, среди которых преобладают водорослевые и короллово-водорослевые разновидности.

Горизонт XV-HP. Представляет собой седиментационно-слоистую толщу заполнения отщурованной от открытого моря лагуны, накапливавшуюся по мере роста рифа вверх.

В объеме данного горизонта преимущественно распространены, обломочные разновидности пород (комковато-обломочно-онколитовые, органогенно-обломочные, комковато-обломочные) и в меньшей степени водорослевые известняки.

Коллекторы порового типа в объеме горизонта распространены в виде маломощных (0.4-1,0) прослоев.

По литологическому составу отложения горизонта XV-HP практически не отличаются от пород горизонта XV-P. Представлены они, в основном, комковато-водорослевыми и водорослевыми известняками с прослоями комковатых, обломочных и коралловых известняков. Известняки горизонта XV-P серые, темно-серые, крепкие, часто плитчатые, участками кавернозные с прослоями слабоцементированных разностей. Граница между этими горизонтами характеристиках рифовых и надрифовых карбонатов.

По материалам гидродинамических исследований скважин №№ 1,4 месторождения Шакарбулак, приведенными в таблице 3.1 построены кривые восстановления давления (рисунок 3.1).

Как видно из результатов сопоставления типа коллекторов, определенных по исследованиям керна и КВД, они существенного отличия не имеют (таблица 3.2). Интервалы 3696-3686 м и 3739-3727 м горизонта XVa, исследованные в скважине № 1 по результатам изучения керна и геофизических исследований были определены как коллектора сложного типа. По результатам исследования КВД установлено, что коллекторы в этих интервалах действительно сложного типа – трещиноватые с наличием скин-эффекта.

Косвенным подтверждением широкого развития трещиноватости во вскрытом разрезе горизонта XVa является то, что по

материалам ГИС пористость, составляет от 3.5 по 4.4 % (проницаемость по керну ниже 1 мд.), тогда как из этих интервалов получены суточные дебиты нефти до 68,9 м, а проницаемость по гидродинамическим исследованиям составляет в среднем 36 мд.

Тип коллектора по КВД для интервалов 3780-3770 м и 3765-3760 м XV-Р горизонта подтверждает, что фильтрация в этих интервалов происходит в основном за счет поровой составляющей.

Таблица 3.1. Исходные данные для построения кривых восстановления давления в разностных координатах по скважинам №№ 1,4 месторождения Шакарбулак.

По материалам гидродинамических исследований скважин №№ 1. 4 месторождения Шакарбулак. приведенными в таблице 3.1, построены кривые восстановления давления (рисунок 3.1.).

Как видно из результатов сопоставления типа коллекторов, определенных по исследованиям керна и КВД, они существенного отличия не имеют (таблица 3.2). Интервалы 3696-3686 м и 3739-3727 м горизонта XVa. исследованные в скважине № 1 по результатам изучения керна и геофизических исследований были определены как коллектора сложного типа. По результатам исследования КВД установлено, что коллектора в этих интервалах действительно сложного типа- трещиноватые с наличием скин-эффекта.

Косвенным подтверждением широкого развития трещиноватости во вскрытом разрезе горизонта XVa является то. что по материалам ГИС пористость составляет оп 3,5 по 4.4 % (проницаемость по керну ниже 1 мд.). тогда как из этих интервалов полечены суточные дебиты нефти до 68.9 м. а проницаемость по гидродинамическим исследованиям составляет в среднем 36 мд.

Тип коллектора по КВД для интервалов 3780-3770 м и 3765-3760 м XV-Р горизонта подтверждает, что фильтрация в этих интервалах происходит в основном за счет поровой составляющей.

Исходные данные для построения кривых восстановления давления в разностных координатах по скважинам №№. 1.4 месторождения Шакарбулак.

Таблица 3.1

№ п/п	Скважина, интервал перфорации, дата исследования							
	Скважина № 1, горизонт XVa интервал 3696-3686 м.		Скважина № 1, горизонт XVa интервал 3696-3686 м.		Скважина № 4, горизонт XV-P интервал 3780-3770 м.		Скважина № 4, горизонт XV-P интервал 3780-3770 м.	
	19.02-03.03.1988г.		01-10-31.10.1988г.		01.10-31.10.1988г.		01.10-31.10.1988г.	
Время t, мин	$\lg(P_{3y}-P_{3t}),$ МПа	Время t, мин	$\lg(P_{3y}-P_{3t}),$ МПа	Время t, мин	$\lg(P_{3y}-P_{3t}),$ МПа	Время t, мин	$\lg(P_{3y}-P_{3t}),$ МПа	
1	0	2,51	0	2,15	0	2,01	0	1,06
2	60	2,21	10	2,04	3	1,96	5	1,04
3	120	1,94	90	1,98	18	1,89	15	1,01
4	840	1,66	630	1,89	43	1,77	40	0,93
5	1320	1,42	1310	1,80	78	1,64	75	0,79
6	1560	1,00	1430	1,71	118	1,45	115	0,57
7	2160	0,85	1550	1,6	178	1,26	205	0,01
8	2400	0,00	1670	1,46	298	1,06	295	0,00
9			1790	1,26	598	0,66		
10			2660	0,52	1018	0,24		
11			2720	0,00	1198	0,00		

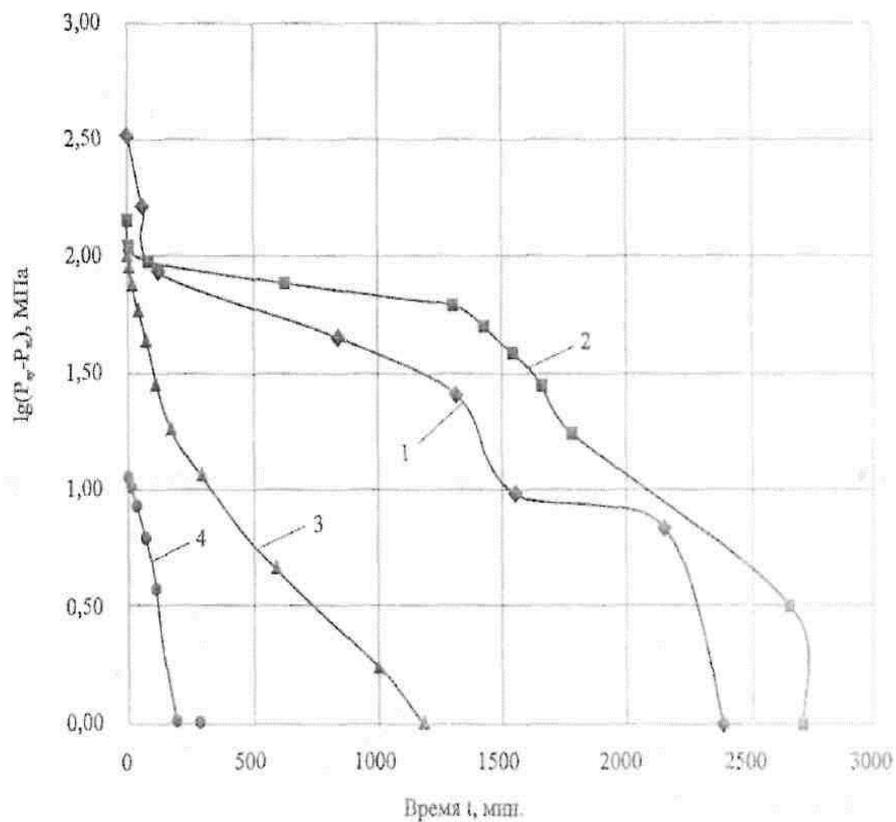


Рисунок 3.1. Кривые восстановления давления по скважинам № 1,4 месторождения Шакарбулак: 1-скв. № 1, 3696-3686 м, 2-скв. № 1, 3739-3727 м, 3-скв. № 4, 3780-3770м, 4-скв. № 4, 3765-3760 м.

Результаты сопоставления типа коллекторов, определенных по исследованиям керна и КВД. **Таблица 3.2.**

№ скв.	Горизонт	Интервал исследования, м	Коэффициенты по ГИС, доли ед.		Литология	Тип коллектора	
			пористости	Нефте-насыщенности		По исследованиям керна	По КВД
1	XV	3696-3686	0.044	0.90	Известняки темно-серые, плотные, комковато-сгустковые, комковато-водорослевые	сложный коллектор	Трещиноватый с наличием скин-эффекта
	XV	3739-3727	0.035	0.90			
4	XV-P	3780-3770	0.168	0.86	Известняки светло-серые, различной крепости, массивные водорослевые, комковато-водорослевые	поровый	пористотрещинный
	XV-P	3765-3760	0.091	0.62		порово-кавернозный	

3.2.2. Нефтегазоконденсатное месторождения Оккул.

Нефтегазовое месторождение Оккул расположенная в пределах Юго-Западного Гиссарского нефтегазоносного района открыто бурением поисковых скважин №1, 2, 3 в 1983 г. В последующем на месторождении были пробурены еще 4 разведочные скважины.

Промышленная нефтегазоносность установлена в XV и XVa горизонтах верхнеюрских карбонатных отложений. Запасы нефти в основном сосредоточены в XV горизонте. Нефтегазоконденсатная залежь (нефтяная оторочка с газовой шапкой) массивно-пластовая, тектонически экранированная.

Коллектора относятся к порово-трещинному и трещинно-поровому типу распределенных в объеме нефтяной залежи практически равномерно. Начальное пластовое давление в нефтяной залежи составляла 27.7 МПа и пластовое температура 81 °С. Вязкость и плотность нефти в пластовых условиях составляют соответственно 0,476 мПа·с и 794 кг/м³. Давление насыщения нефти газом равно 22,2 МПа.

Коэффициент пористости порово-трещинного коллектора в среднем составляет 6,75 %, трещинно-порового коллектора 1,59 %. Проницаемость коллекторов изменяются в очень больших пределах составляя в среднем 0,0618 мкм².

Коэффициенты песчанистости и расчлененности для порово-трещинного коллектора составляет 0,19 и 7,9. а для трещинно-порового коллектора 0,32 и 7,0 соответственно, что свидетельствует о высокой неоднородности продуктивных горизонтов.

Нефтяная залежь с 1991 г. находится в разработке. В табл.3.3. приведены результаты обработки материалов гидродинамических исследований скважин методом восстановления давления.

Необходимо, также отметить, что на практически всех индикаторных диаграммах отмечается отклонение от линейного закона Дарси (снижение коэффициента продуктивности при увеличении диаметра

штуцера), что характерно для коллекторов имеющих трещинную проводимость.

Значения продуктивности и гидропроводности по жидкости по результатам обработки ГДИ варьирую в широком диапазоне.

Максимальное значение продуктивности и гидропроводности было получено на скважине № 20 из интервалов 2 196- 2 202 м. 2 206- 2 218 м. соответственно на уровне 7 455,8 м⁷(МПа-сут) и 7 523.8 мкм-см/(МПа-с). Необходимо отметить, что по данной скважине депрессия па пласт составляла 0.017 - 0.018 МПа. в связи, с чем из-за порога чувствительности манометра возникает погрешность при определении продуктивности и параметров пласта, этим и обусловлено увеличение коэффициента продуктивности при переходе от меньшего размера штуцера к большему.

Минимальное значение продуктивности получено па скважине №1 из интервала 2190-2176 м. на уровне 1.2 м⁷ (МПа-сут). По данной скважине депрессия на пласт составляла 0,63 - 13.6 МПа.

Минимальное значение гидропроводности определено на скважине №19 из интервала 2 315-2 326 м. на уровне 1.67 мкм-см/(мПа-с).

Таким образом, продуктивности и гидропроводности скважин в зависимости от вскрытого интервала могут отличаться более чем на 3 порядка, что в первую очередь связано с наличием трещин в зоне перфорации и их фильтрационными свойствами.

**Результаты гидродинамических исследований скважин
месторождения Оккул. Таблица 3.3.**

Наименование	Количество		Интервал изменения	Принято е спелнее
	скв	измерений		
<i>До начала пробной эксплуатации (1988 г.)</i>				
<i>для нефтяной части залежи</i>				
Начальное пластовое давление. МПа	2	10	25.70-26.10	25,95
Пластовая температура, С	2	9	76,20-86,00	8 1,63
Геотермический градиент. °С 100м	2	2	1,30-340	2.80
Дебит нефти, т/сут	2	16	0,79-105.30	36.64
Удельная продуктивность,	2	45	0.09-66.75	8.03
Гидропроводность,	2	4	7.23-	
Проницаемость, мкм	2	4	0.016 0.13	0.0618
<i>для газовой части залелей</i>				
Проницаемость, мкм"	2	6	0.0086-	0.0466
<i>За период эксплуатации (1991-2013г)</i>				
Текущее пластовое давление (2013	13	17	20.73-25.00	23,33
Пластовая температура. °С	13	39	79.20-02.00	87,21
Дебит нефти, т/сут	12	81	0.53-102.30	26,72
Обводненность объемная. %	13	89	0-05.0-1	23,48
Газовый фактор, м ³ т	12	73	31,90-	151,64
Удельная продуктивность.	13	83	0,2-414.20	19,8
Гидропроводность. мкм"*см/(мПа*с)	12	20	1,67-	796,76
Скин-фактор	12	20	(-4,3)-6,09	-0,59
Проницаемость, мкм		10	0,001	0,7

Э.К. Ирматов, А.Х. Агзамов, Б.Х. Хужаеров, А.Л.Закиров на основе анализа опыта разработки глубокопогруженных месторождений (ферганской впадины, представленных трещиновато-пористыми коллекторами установили, что деформация трещин и возникновение остаточных деформаций являются следствием увеличения разности между горным и пластовым давлением, называемым эффективным горным давлением. По результатам анализа динамики показателей разработки и обработки гидродинамических исследований скважин методом установившихся отборов и кривых восстановления давления, они также пришли к выводу о проявлении остаточной деформации коллектора в

основном в при забойной зоне пласта при эксплуатации скважин с большими перепадами давления/22/.

В.А. Кудряков и Х.А.Ташходжаев на основе оценки добычных возможностей скважин месторождений Западного Узбекистана Кокдумадак, Северный Уртабулак, Памук, Умид, Северный Шуртан, Южный Кемачи по результатам гидродинамических исследований скважин пришли к выводу, что коллекторам основных продуктивных XV-Р, XV-ИР, XV -ИР горизонтов характерно макро и микротрещиноватость.

Таким образом, можно заключить, что в обоих месторождениях и Шакарбулак, выбранных как объекты исследования, наличие развитой гречи покатоности пород коллекторов установлено экспериментальным изучением керна, данными гидродинамических исследований скважин и подтверждено косвенными признаками.

3.3. Исследование трещиноватости пород-коллекторов косвенными методами.

По результатам исследований Л.Г.Наказной интенсивное поглощение глинистого раствора, провал инструмента, очень низкая проницаемость матрицы породы, высокая продуктивность скважин, быстрое восстановление давления (чем для пористого пласта), неравномерное перемещение водонефтяного контакта и прорывы вод косвенно свидетельствует о наличии в пласте трещин значительной раскрытости /19/.

Трещинную проницаемость (K_m) в своих исследованиях она определяла как разность между фактической проницаемостью (K_f), определенной по данным от установившейся фильтрации путем обработки индикаторной диаграммы по формуле Дюпюи и проницаемостью матрицы породы (K_n), определенной по керну:

$$K_m = K_f - K_n \quad [3.3]$$

Результаты исследований на месторождениях Чечни и Белоруссии, представленных трещиновато-пористыми коллекторами показали, что

остаточные деформации в основном происходят в призабойной зоне пласта в начале разработки залежей при очень больших перепадах давления.

По исследованиям Л.Н.Наказной повышение значение при забойной зоны пласта по сравнению с удаленной зоной пласта также является косвенным подтверждением трещиноватости пород коллекторов. Для подтверждения этого вывода памп по результатам обработки гидродинамических исследований скважин, приведенным в работе /26/. Построена зависимость между проницаемостью призабойной и проницаемостью удаленной зоны пласта. Как видно из рисунка 3.2. из 19 исследованных интервалов горизонта XV-НР месторождения Северный Уртабулак 16 величин проницаемости при забойной зоны находятся выше условной линии соответствующей равной значениям проницаемости в призабойной и удаленной частях пласта, что свидетельствует о развитой трещиноватости пород коллекторов.

Еще одним косвенным подтверждением трещиноватости пород коллекторов, по мнению многих исследователей [19] является интенсивное поглощение глинистого раствора при прохождении продуктивного пласта.

Данное явление часто наблюдалось при бурении поисковых и разведочных скважин на площадях Западного Узбекистана. Например, при бурении поисковой скважины № 1 месторождения Шакарбулак при забое 3747 м произошло катастрофическое поглощение глинистого раствора. С целью снижения репрессии на пласт плотность глинистого раствора доведена до минимального значения - $1,07 \text{ г/см}^3$ Несмотря на это ликвидировать поглощение не удалось. В связи с этим, бурение в интервале 3747-3778 м велось в условиях геологического осложнения без выхода раствора из скважины.

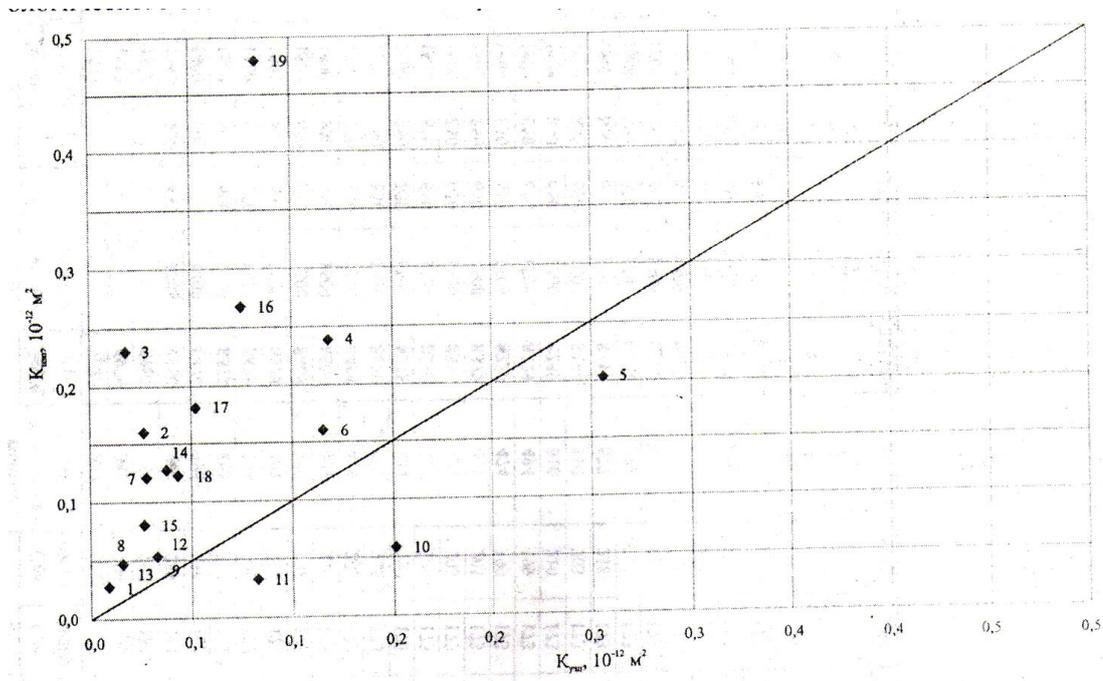


Рисунок 3.2. Зависимость проницаемости при забойной зоны пласта для скважин XV-НР горизонта месторождения Северный Уртабулак.

3.4. Особенности установления технологического режима работы скважин эксплуатирующихся на объектах в трещинно-пористыми коллекторами.

Как известно, после разбуривания нефтяного месторождения и начала его разработки и режиме истощения давление в пласте начинает уменьшаться, что приводит к усилению напряженно-деформированного состояния скелета коллектора. Вследствии деформации коллектора снижаются его фильтрационно –емкостные свойства и уменьшается продуктивность скважин.

Установлено, что фильтрационно-емкостные свойства трещиноватых пород зависят от изменения давления в значительно большей степени, чем фильтрационно-емкостные свойства пористых сред [28-31].

При рассмотрении этого вопроса главным является представление о преобладании в карбонатных коллекторах вертикальной тектонической

трещиноватости. Вертикальные трещины удерживаются в раскрытом состоянии, когда пластовое давление жидкое и заполняющей трещины и поры коллектора, превышает боковое горное давление и, тем самым, препятствует смыканию стенок вертикальных трещин [28-31].

В соответствии со [32] значение коэффициента Пуассона при практических расчетах с достаточной степенью точности можно применять в пределах 0.2-0.3. Памп для расчетом взята средняя величина коэффициента Пуассона равная 0.25.

Определение величины средней плотности вышележащих пород осуществлено с учетом стратиграфической разбивки вскрытых отложений в разрезе скважины № 1 месторождения Шакарбулак и скважин №№ 1. 4. 7. 11. 15 месторождения Северный Уртабулак а также результатами исследований плотности пород приведенных в работах [25,33]. В результате получена величина среднего значения плотности пород для месторождений Шакарбулак и Северный Уртабулак, равная 2500 и 2520 кг/м³ соответственно. На первый взгляд получены парадоксальные результаты, при средней глубине продуктивного пласта на месторождении Северный Уртабулак 2500 м средняя плотность вышележащих пород составляет 2520 кг/м³ а для месторождения Шакарбулак при L равной 3780 м $\rho_{ср}$ - 2300 кг/м³. Однако, если рассмотреть стратиграфический разрез Коэффициент продуктивности скважин, определенный на основе гидродинамических исследований ничем не заменимый параметр. Его нельзя рассчитать, используя геофизические определения проницаемости пластов, поскольку эти определения крайне неточны, содержат очень большие ошибки, сравнимые с действительными значениями проницаемости. Его также нельзя рассчитать, используя значения проницаемости, определенные по образцам керн, потому что совокупность исследованных образцов кернов практически всегда бывает недостаточной.

Поэтому многие специалисты считают, что только в результате гидродинамических исследований можно определить коэффициенты

продуктивности скважин и текущие значения пластового давления, а также действительное текущее состояние нефтяных пластов.

В связи с этим, для определения значений коэффициента снижения коэффициента продуктивности из-за деформации коллекторов памп использованы результаты гидродинамических исследований скважин методом установившихся отборов, проведенных на скважинах месторождений Северный Уртабулак и Шакарбулак.

На основе данных исследования скважин были построены зависимости дебита нефти от депрессии на пласт. Как видно из рисунка 3.3. во всех режимах исследования с забойными давлениями выше давления смыкания трещин данные зависимости представляют практически прямые линии, что свидетельствуют о постоянстве величины коэффициента продуктивности скважин. В режимах исследования с охватом области забойных давлений выше и ниже давления смыкания трещин зависимости дебита нефти от депрессии на пласт в области $P_{заб} > P_{бок}$ представляют прямые линии, а в области $P_{заб} < P_{бок}$ начинается их искривление в сторону оси депрессии на пласт, как для исследованных скважин месторождения Северный Уртабулак (рисунок 3.4). так и для исследованных скважин месторождения Шакарбулак (рисунок 3.5).

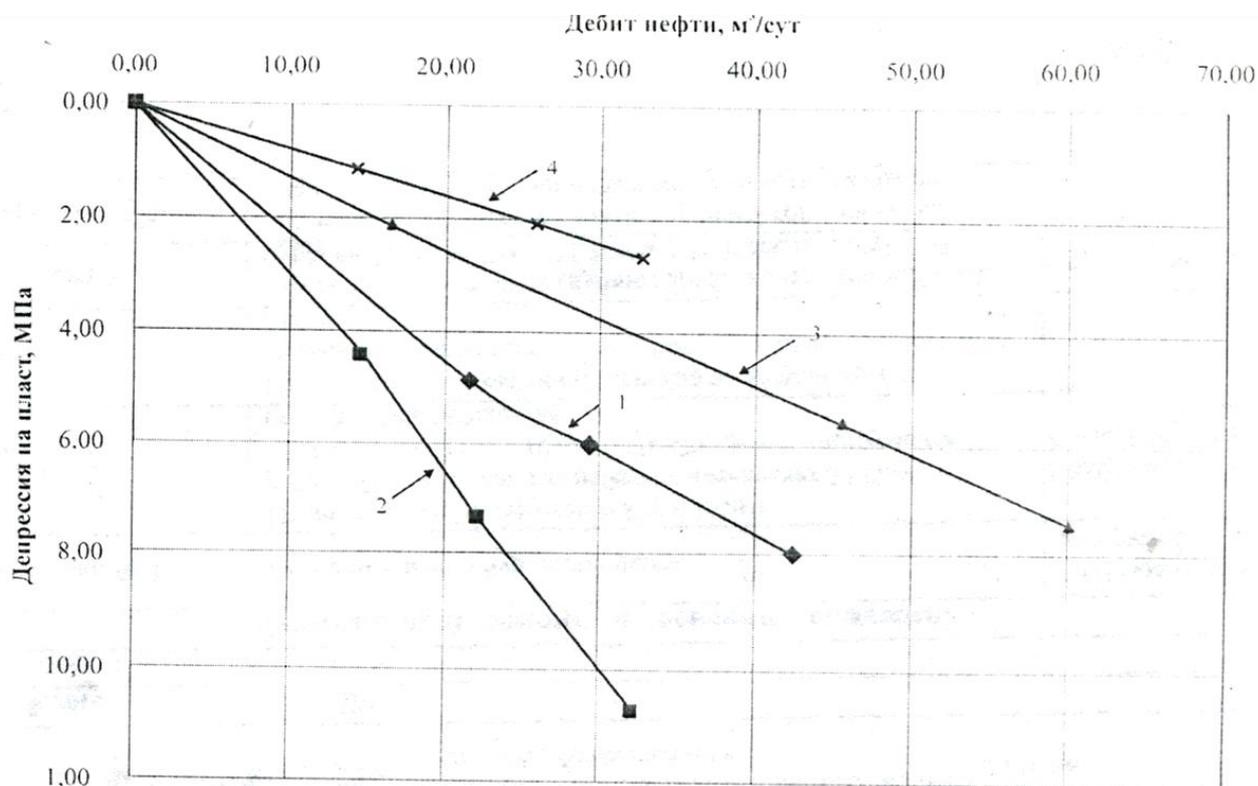


Рисунок 3.3. Зависимости дебита нефти от депрессии на пласт для скважин месторождения Шакарбулак.

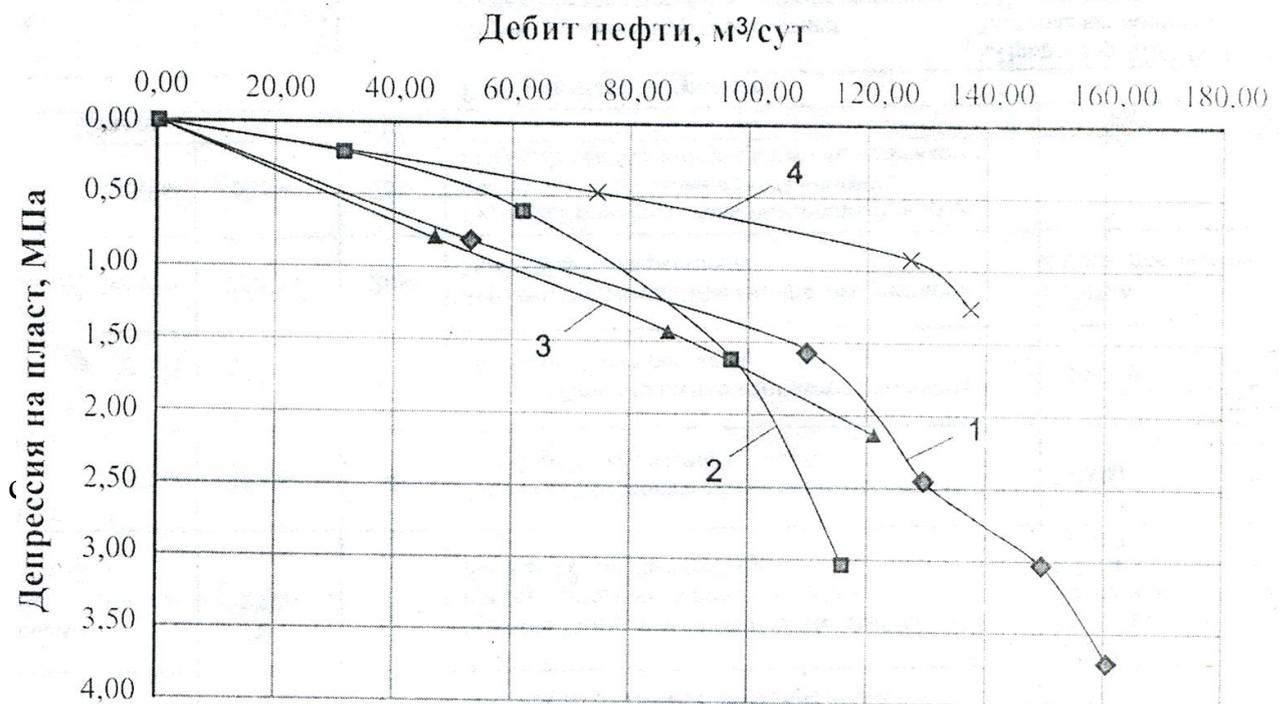


Рисунок 3.4. Зависимость дебита нефти от депрессии на пласт для скважин месторождения Северный Уртабулак.

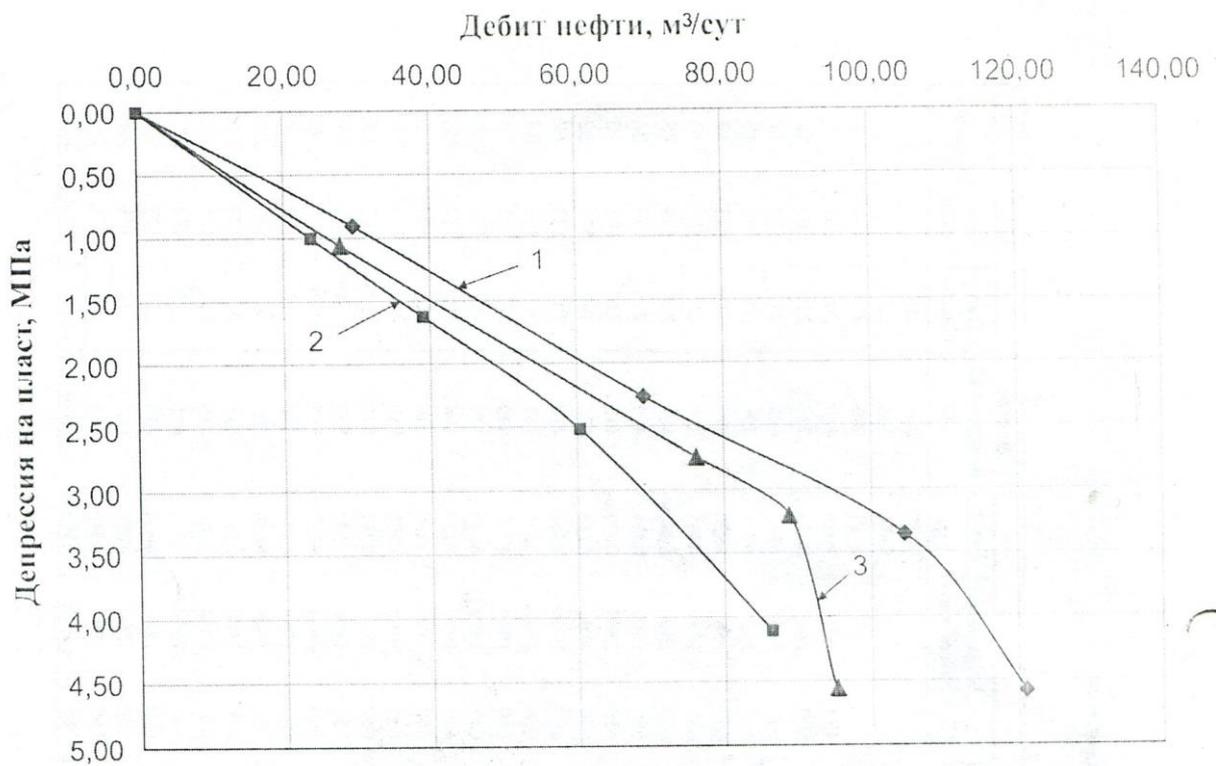


Рисунок 3.5. Зависимость дебита нефти от депрессии на пласт для скважин месторождения Шакарбулак.

Такое искривление индикаторных диаграмм может быть объяснено в соответствии с №}] двумя причинами:

1) искривление при забойном давлении большем или равном, давлению насыщения нефти газом свидетельствует о нарушении закона Дарен вследствие инерционных сопротивлений, обычно наблюдаемых при очень больших дебитах или же о зависимости проницаемости коллектора оглавления (деформация трещин);

2) искривление при забойном давлении ниже давления насыщения нефти газа вследствие выделения газа из нефти. Как как в исследованных режимах забойное давление было выше давления насыщения нефти газом, а дебиты скважин относительно небольшие, единственной причиной искривления индикаторных диаграмм является деформация коллектора.

Нами также построены зависимости коэффициента продуктивности скважин от депрессии на пласт, приведенные на рисунках 3.6. и 3.7. Из них видно, что в режимах исследования, в которых забойное давление снижалось ниже бокового горного давления во всех скважинах отмечается уменьшение коэффициента продуктивности. Некоторый рост величины коэффициента продуктивности в начальных режимах исследования в области $P_{заб} > P_{бок}$ возможно связан с очищением при забойной зоны пласта от твердых частиц и фильтрата бурового раствора.

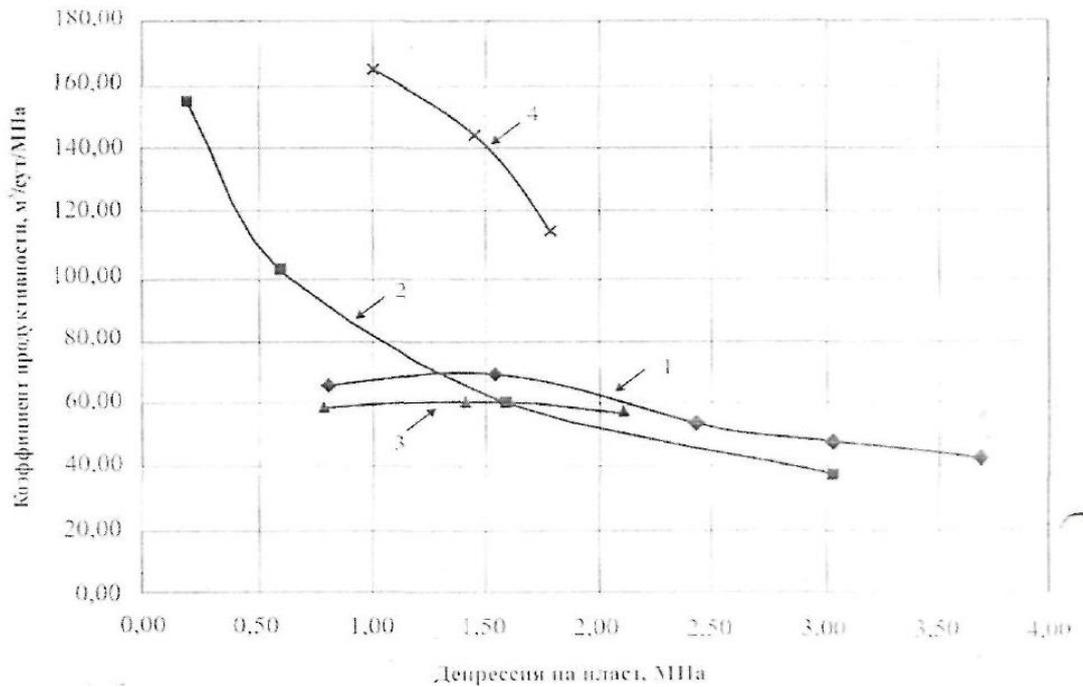


Рисунок 3.6. Зависимости коэффициента продуктивности от депрессии на пласт для скважин месторождения Северный Уртабулак.

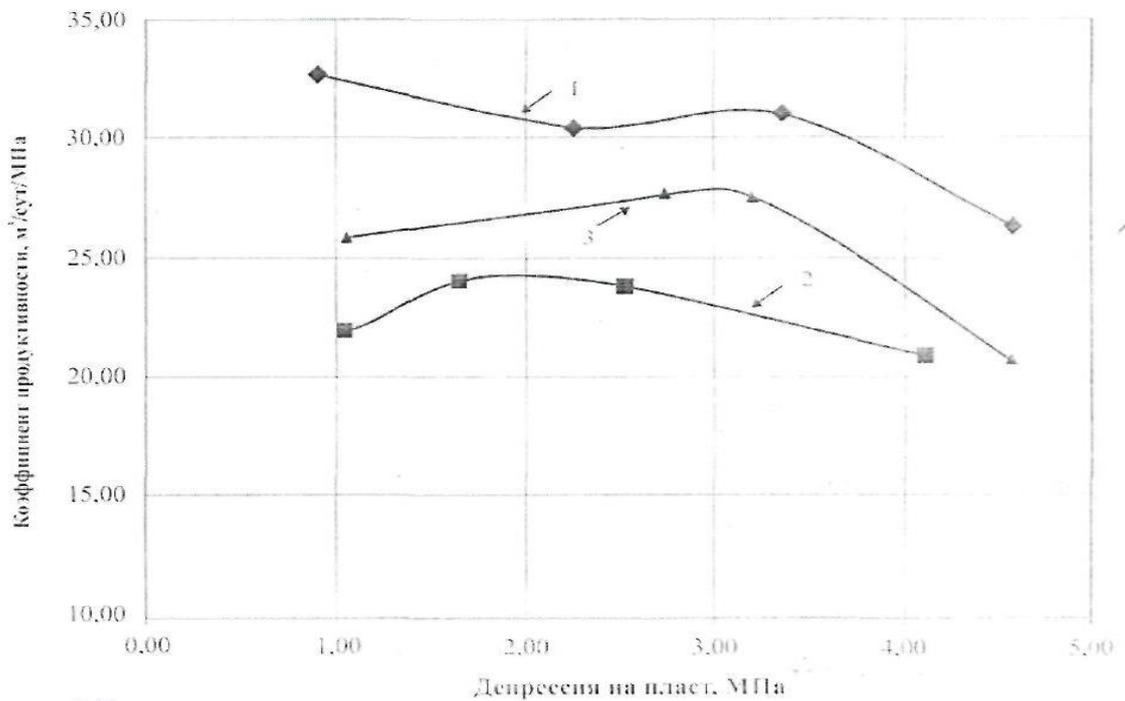


Рисунок 3.7. Зависимости коэффициента продуктивности от депрессии на пласт для скважин месторождения Шакарбулак.

3.5. Вывода по третьей главе.

Ранее проведенными исследованиями кернового материала, извлеченного из горизонтов XV-НР, XV-Р, XV-ПР и XVI установлено, что широкое развитие трещиноватости характерно для всех верхнеюрских карбонатных отложений. Наряду со стилолитовыми и минеральными трещинами широко развиты открытые и частично открытые трещины, которые располагаются вертикально или наклонно к напластованию непосредственно определяют величину проницаемости коллекторов.

На месторождениях Северный Уртабулак и Шакарбулак, выбранных как объекты исследования, наличие развитой трещиноватости пород коллекторов подтверждено комплексом методов исследования кернового материала: кривыми восстановления давления, построенных в разностных координатах: сопоставлением проницаемости коллекторов призабойной зоны и удаленной части пласта и осложнениями в процессе бурения продуктивных горизонтов, связанных с катастрофическими поглощениями бурового раствора в пласт.

3. На примере стратиграфического разреза вскрытых отложений на месторождениях Северный Уртабулак и Шакарбулак показано, что в зависимости от типа, плотности и толщины вышележащих пород, залегающие на относительно небольшой глубине продуктивные пласты могут находиться практически в состоянии, аналогичном для глубокозалегающих пластов.

4. Зависимости коэффициента продуктивности от депрессии на пласт, построенные по результатам гидродинамических исследований скважин методом установившихся отборов, при забойных давлениях выше бокового горного давления (давления начала деформации коллектора) показали, что во всех исследованиях коэффициент продуктивности скважин оставался практически без изменения. Данные зависимости, построенные по результатам гидродинамических исследований скважин при забойных давлениях охватывающие область выше и ниже бокового горного давления, свидетельствуют о значительном снижении коэффициента продуктивности после снижения забойного давления ниже бокового горного давления.

Заключение

На основе исследований показаны научная новизна, практическая и научная значимость «сформулированы следующие выводы и рекомендации.

1. В связи с разнообразием условий формирования осадков коллекторские свойства продуктивных пластов различных месторождений углеводородов изменяется довольно в широких пределах, что и предопределяет существование различных классификаций. В общем случае коллекторы нефтяных и газовых месторождений разделяются на три основных типа – гранулярные, трещинные и смешанные.

По величине поровых каналов коллектора условно разделяются на три группы:

- сверхкапиллярные – более 0.5 мм;
- капиллярные – от 0.5 до 0.0002 мм;
- субкапиллярные – менее 0.0002 мм.

По структурным особенностям (размерам) породы различают:

- псефитовую (порода состоит из обломков более 2 мм);
- псаммитовую (0.1 - 2 мм);
- алевритовую (0.01 – 0.1 мм);
- пелитовую (0.01 и менее).

2. Для решения практических задач разработки залежей в карбонатных коллекторах наиболее широко применение нашло классификация Ф.И. Котякова, оценивающее долю запасов нефти, содержащихся в пустотах различного вида: порах, кавернах и трещинах.

3. Выделение отдельных типов карбонатных пород имеет важное значение для выбора эффективных систем разработки и повышения конечного коэффициента извлечения нефти. На практике обычно выделяют три основные генетические группы карбонатных пород: хемогенные, органогенные, обломочные. Каждая группа разновидностей пород характеризуется своими коллекторскими свойствами.

В процессе отложения и формирования карбонатные породы подвергаются воздействию различных факторов. В результате чего коллектор приобретает очень сложную структуру пустотного пространства – от мельчайших пор до крупных каверн и трещин.

4. Основными параметрам характеризующие трещиноватость пород – коллекторов : раскрытость трещин, густота трещин, трещинная пористость и трещинная проницаемость. Установлено, что выше указанные параметры зависят от литологического свойства пород. Трещиноватость карбонатных пород обычно больше, чем аргиллитов и песчано-алевритовых пород, песчаников и солей.

Для изучения типов пород-коллекторов и параметров характеризующих трещиноватость применяют комплекс методов, таких как исследования керна материала, ГИС. ГДИ, геолого-гидродинамическое моделирование и косвенные признаки.

5. Ранее проведенными исследованиями керна материала извлеченного из горизонтов XV-НР, XV-Р, XV-ПР и XVI установлена, что широкое развитие трещиноватости характерно для всех верхнеюрских карбонатных отложений. Наряду со стилолитовыми и минеральными трещинами широко развитые открытые и частично открытые трещины, которые располагаются вертикально или наклонно к напластованию непосредственно определяют величину проницаемости коллекторов.

На месторождениях Оккул, Северный Уртабулак и Шакарбулак, выбранных как объекты исследования, наличие развитой трещиноватости пород коллекторов подтверждено комплексом методов исследования керна материала: кривыми восстановления давления построенных в различных координатах: сопоставлением проницаемости коллекторов призабойной зоны и удаленной части пласта и осложнениями в процессе бурении продуктивных горизонтов, связанных с катастрофическими поглощениями бурового раствора в пласт.

6. На примере стратиграфического разреза вскрытых отложений на месторождения Северный Уртабулак и Шакарбулак показано, что в зависимости от типа, плотности толщины вышележащих пород, залегающие на относительно небольшой глубин продуктивные пласты могут находиться практически в состоянии аналогичном до глубокозалегающих пластов.

7. Зависимости коэффициента продуктивности от депрессии на пласт, построенные по результатам гидродинамических исследований скважин методом установившихся отбора при забойных давлениях выше бокового горного давления (давления начало деформации коллектора) показали, что во всех исследованиях коэффициент продуктивности скважин оставался практически без изменения. Данные зависимости, построенные по результатам гидродинамических исследований скважин при забойных давлениях охватывающие область выше и ниже бокового горного давления, свидетельствуют о значительном снижении коэффициента продуктивности после снижения забойного давления ниже бокового горного давления.

Литература

1. Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. – М.:Недра, 1982. – 311 с.
2. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта. – М.:Недра, 1971.
3. Желтов Ю.П. Механика нефтегазонаосного пласта. – М.: Недрa, 1975.
4. Котьяков Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. – М.: Недрa, 1977.
5. Извлечение нефти из карбонатных коллекторов / М.Л.Сургучев, В.И.Колганов, А.В.Говура и др. – М.: Недрa, 1987. - 230 с.
6. Борисов Ю.П., Рябинина З.К., Воинов В.В. Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений с учетом их неоднородности – М.: Недрa, 1976.
7. Викторин В.Д., Лыков Н.А. Разработка нефтяных месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам. – М.: Недрa, 1980.
8. Иванова М.М., Дементьев Л.Ф., Чоловский И.П. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа. – М.: Недрa, 1985
9. Geology of Giant Petroleum Fields – Memory 14, Edited by M.T.Halbouty, 1970, Tulsa, Oklahoma, George Vanta Co, Inc. 575 p.
10. Анализ разработки нефтяных залежей в трещиноватых коллекторах / И.Д. Амелин, А.В. Давыров, Н.П. Лебединец и др. – М.: 1991.
11. Особенности разработки и эксплуатации месторождений с трещиновато – пористыми коллекторами / Н.Д.Сергеев, Г.В.Кострюков, И.В.Кривоносов и др. – М.: Недрa, 1975. – 152 с.

12. Chumakov G.N. Veroyatnostnaya otsenka effektivnosti primeniya metoda tsiklicheskoj zakachki zhidkosti v plast // Vestnik PNIPU. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo. – 2014. - №13. – S. 49-58.

13. Martyushev D.A., Ilyushin P. Yu. Ekspress-otsenka vzaimodeystviya mezhdu dobyvayushchimi i nagnetatel'nymi skvazhinami na turnefamenskoy zalezhi Ozernogo mestorozhdeniya // Vestnik PNIPU. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo. – 2016. - №18. – S. 33-41.

14. Cherepanov S.S. Kompleksnoe izuchenie treshchinovatosti karbonatnykh zalezhey metodom Uorrena – Ruta s ispol'zovaniem dannykh seysmofatsial'nogo analiza (na primere turnefamenskoy zalezhi Ozernogo mestorozhdeniya) // Vestnik PNIPU. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo. – 2015. - №15. – S. 6-12.

15. Черепанов С.С., Чумаков Г.Н., Галкин С.В. Возможность учета трещиноватости коллекторов при геолого-гидродинамическом моделировании разработки залежей с заводнением пластов // Нефтепромысловое дело. – 2016. - №8. – С. 5-8.

16. Warren J.E., Root P.J. The Behavior of naturally Fractured Reservoirs // Soc. Petrol. Eng. J. - Sep. 1963.

17. Tiab D. Modern Core Analysis. Vol. 1 – Theory. – Houston. Texas: Core Laboratories. May 1993. – 200 p.

18. Galkin V.I., Ponomareva I.N., Cherepanov S.S. Razrabotka metodiki otsenki vozmozhnostey vydeleniya tipov kollektorov po dannym krivykh vosstanovleniya davleniya (KVD) po geologo-promyslovym kharakteristikam plasta (na primere famenskoy zalezhi Ozernogo mestorozhdeniya) // Vestnik PNIPU. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo. – 2015. - №17 – S. 32-40.

19. Наказная Л.Гю Фильтрация жидкости и газа в трещиноватых коллекторах. – М.: Недра, 1972, С.184.

20. Муслимов Р.Х., Зайнуллин Н.Г., Дияшев Р.И., Зиннатов И.Х. Обоснование оптимальных забойных давлений для терригенных коллекторов // Нефтяное хозяйство. – Москва, 1984, №9. С. 27-29.

21. Освоение и повышение продуктивности скважин Западной Сибири высокими многократными депрессиями // Нефтепромысловое дело. – Москва, 1987, №9 (1938), С. 64-69.
22. Ирматов Э.К., Агзамов А.Х., Хужаеров Б.Х., Закиров А.А. Особенности разработки глубоководных нефтяных месторождений // Ташкент: Фан, 2004. С. 128.
23. Ибрагимов Н.Г., Ибатуллин Р.Р., Иктисанов В.А., Ахмадишин Ф.Ф. Оценка технологической эффективности вскрытия пластов в условиях депрессии // Нефтяное хозяйство. Москва, 2005, №4. С. 108-111.
24. Павлова Н.Н. Деформационные и коллекторские свойства горных пород. // М.: Недра, 1975, С.183.
25. Бабаев А.Г. Карбонатная формация юрского возраста платформенной области Узбекистана и ее нефтеносность. – Ташкент: Фан, 1983, С.175.
26. Кудряков В.А., Ташходжаев Х.А. Особенности индикаторных диаграмм, полученных при изучении подгазовых нефтяных залежей Западного Узбекистана // Узбекский Геологический журнал. – Ташкент, 1988, №1.С.26-28.
27. Кудряков В.А., Ташходжаев Х.А. Оценка добывных возможностей нефтяных скважин Кокдумалского месторождения в связи с его разведкой и разработкой // Узбекский геологический журнал. – Ташкент, 1994, №4. С. 65-68.
28. Викторин В.Д. Влияние особенностей карбонатных коллекторов на эффективность разработки нефтяных залежей. – М.: Недра, 1988,С. 150.
29. Fatt I.Compressibility Of Sandstone's at low to Moderate Pressures // Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists. – 1958, Vol. 42, №8. P. 1924-1957.
30. Greetsma J.Rock – mechanical Aspects of Oil and Gas Well Completions // Society of Petrol Engineer J. – 1985. XII, - Vol. 25, №6. P. 848-856/

31. Roehl P.O. and Chouquette P.W. (Editors). Carbonate Petroleum Reservoirs. – Springer Verlag, New York, 1985, С. 622.

32. Щелкачев В.Н. Разработка нефтеводоносных пластов при упругом режиме. – М.: Гостоптехиздат, 1959, С. 467.

33. Пулатов Б.Р. Разработка технологии бурения скважин в рапоносных зонах месторождений нефти и газа: Дис. Канд. Техн. Наук. Ташкент: ОАО «УзЛИТИнефтегаз». 2005, С.26.

34. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. Учебное пособие для вузов. – М.: Недра, 199, С.427.