

**РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
НЕФТИ И ГАЗА им. И.М. ГУБКИНА**

**Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных
месторождений**

Еремин Н.А., Еремин А.Н., Балкер Н.

**Вопросы разработки залежей углеводородов
Иордании**

Учебное пособие

Под редакцией профессора И.Т. Мищенко

Москва -2004г.

Еремин Н.А., Еремин А.Н., Балкер Н. Вопросы разработки залежей углеводородов Иордании.- М, Нефть и газ, 2004, с.121.

В учебном пособии освещаются вопросы геологии и разработки месторождений углеводородов Иордании. Приводятся оценки нефтегазоносности бассейна Азрака.

Детально представлена характеристика залежей месторождения Хамза. Проведены оценки запасов нефти месторождения Хамза различными методами. Описано исследование скважин месторождения Хамза на установившихся и неуставившихся режимах фильтрации. Предложены пути совершенствования систем доразработки залежей Хамза на основе использования современных трехмерных симуляторов.

Учебное пособие предназначено для студентов и аспирантов, а также студентов, интересующихся вопросами разработки месторождений углеводородов Ближнем и Среднем Востоке.

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
Введение	6
Глава 1 Геологическое строение и нефтегазоносность Иордании.	9
1.1. История поисково-разведочных работ бассейна Азрака	9
1.2. Основные черты тектонического строения нефтегазоносных районов Иордании	11
1.3. Краткая литолого-стратиграфическая характеристика осадочного чехла Иордании	19
1.4. Оценка перспектив нефтегазоносности бассейна Азрака на основе геохимических и структурно-геологических исследований	25
1.5. Геологическое строение и характеристика продуктивных горизонтов месторождения Хамза.	36
1.6. Оценка запасов нефти месторождения Хамза	54
Глава 2 Некоторые вопросы гидродинамических методов исследования замечаний Шуэйба и Хоммара месторождения Хамза	83
2.1. Исследование скважин при установившемся режиме фильтрации	83
2.2. Исследование скважин при неустановившемся режиме фильтрации без учета притока	96
Глава 3 Анализ разработки и эксплуатации скважин месторождения Хамза	119
3.1. Залежь Шуэйб	122
3.2. Залежь Хоммар	123

Глава 4 Пути совершенствования систем доработки месторождения Хамза в Иордании	127
 <i>Основные выводы и рекомендации</i>	 146
Список литературы	148
Список рисунков	154
Список таблиц	156

Введение

Территория Иордании занимает площадь порядка 96,5 тыс. км² в северо-западной части Аравийского полуострова. Население 4,2 млн. человек, столица г. Амман. Иордания обладает ограниченными запасами нефти и газа и не обеспечивает себя топливно-энергетическими ресурсами.

В Иордании имеется нефтеперерабатывающий завод в г.Эль-Зарка, работающий на аравийской нефти, поступающий по трансаравийскому нефтепроводу «Тэплайн».

До настоящего времени крупных месторождений нефти и газа в Иордании не выявлено, открыты одно небольшое месторождение нефти в районе бассейна Азрака, запасы которого оцениваются в 3,2 млн. т и месторождение газа на северо-востоке страны в районе Аль-Риша. Потенциальные возможности обнаружения промышленных скоплений нефти и газа имеются. Это обусловлено положением Иордании в краевой части Аравийской плиты с толщиной осадочного чехла на большей части территории от 4-7 км и до 12 км в пределах Иорданского рифта, а также сходством геологического строения с прилегающими нефтедобывающими регионами Сирии и Ирака – на севере и северо-востоке и Саудовской Аравии – на востоке и юго-востоке.

Нефтяное месторождение Хамза, открытое в 1984 г, введено в эксплуатацию в 1985 г. Коэффициент нефтеизвлечения составляет около 3,2 % от начальных балансовых запасов нефти.

Для дальнейшего развития нефтедобывающей промышленности Иордании важнейшее значение имеет прирост извлекаемых запасов нефти промышленных категорий и повышение эффективности разработки нефтяных залежей.

Для этого предстоит значительно увеличить объемы геологоразведочных работ для определения наиболее перспективных территорий, выявления новых месторождений и прироста промышленных

запасов нефти и газа и разработать новые методы при освоении месторождения Хамза для увеличения нефтеотдачи продуктивных горизонтов. Эти методы могут быть использованы при разработке других Иорданских месторождений, аналогичных месторождению Хамза по характеристике коллекторов и насыщающих их флюидов.

В данной работе на базе критического анализа обобщены имеющиеся геолого-геофизические, промысловые и геохимические материалы по территории Иордании для обоснования перспектив нефтегазоносности и выбора первоочередных объектов поисково-разведочных работ и, обоснована возможность разработки нефтяных месторождений типа Хамза принципиально новыми и эффективными методами вскрытия и воздействия на нефтяные пласты, существенно повышающими их нефтеотдачу.

В процессе работы были использованы все имеющиеся геологические, геофизические, геохимические и геолого-промысловые данные более 30 скважин, пробуренных на территории Иордании, включая лабораторные исследования горных пород, нефтей и газов, собранные в Управлении Природных Ресурсов (УПР) Иордании.

Выполненные комплексные исследования по изучению перспектив нефтегазоносности, количественной оценке прогнозных запасов бассейна Азрак будут способствовать выбору основных направлений поисково-разведочных работ на нефть и газ, и усовершенствовать технологии разработки продуктивных пластов.

Авторы выражают свою искреннюю признательность за консультации и советы д.т.н. проф. Ю.П.Желтову, д.т.н. проф. И.Т. Мищенко, к. д-м.н. В.А. Григорьевой.

Авторы благодарят за содействие в подготовке компьютерной версии учебного пособия м.н.с. А.Г. Гришановой, м.н.с И.В. Хайну, инж. С.В. Михайлову.

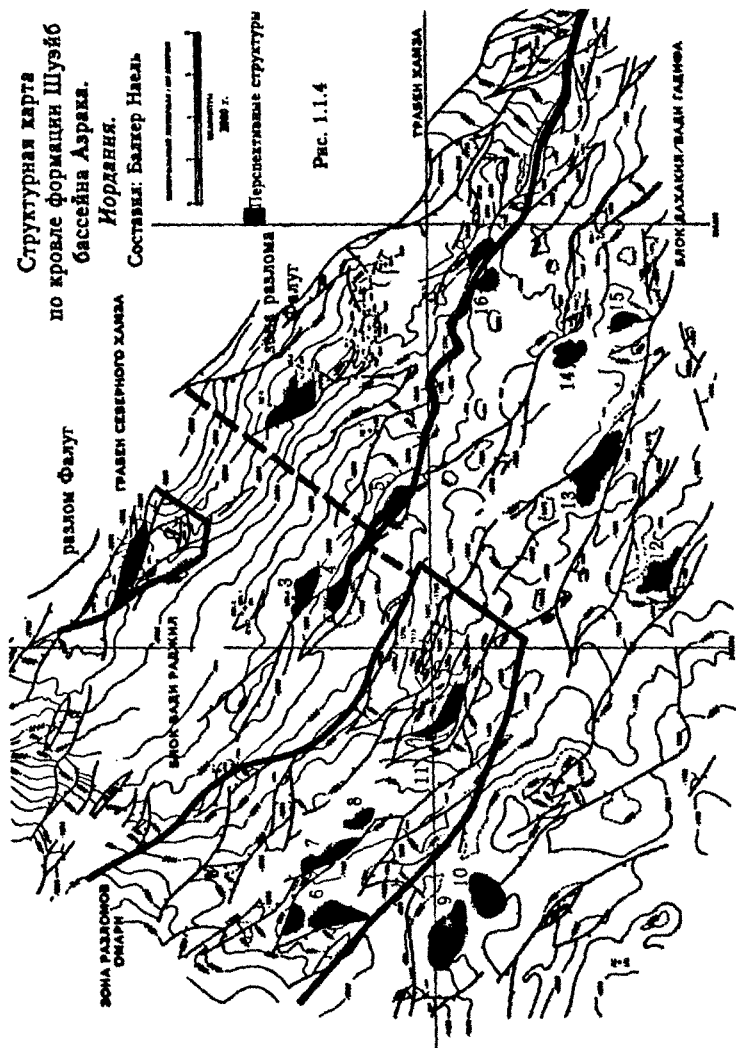
Структурная карта
по кровле формации Шуэиб
бассейна Азрака.
Иордания.

Составля: Балкер Насель



Перспективные структуры

Рис. 1.1.4



Глава 1.

Геологическое строение и нефтегазоносность Иордании

1.1. История поисково-разведочных работ бассейна Азрака

Нефтепоисковые работы на территории Иордании проводятся с перерывами с 1946 г. Для отдельных районов страны составлены крупномасштабные карты. Геофизические исследования методами наземной магнитной и гравиметрической съемок проведены в небольшом объеме на площади 26-29 тыс. км². В пределах выявленных аномалий с целью поисков перспективных структур на площади около 1,5 тыс. км² проведены сейсморазведочные работы.

В бассейне Азрака для оценки нефтегазоносности недр были пробурены 25 скважин: 17 на месторождении Хамза (№№ HZ1-17), четыре в районе Вади-Раджила (№№ WR 1-4), две в районе Вади-Гадиф (№№ WG 1, 2), одна в районе Дахакия (№ DH-1) и одна в районе Вади Хазима (№ WH-1) (см.рис.1.1.4.).

После проведения полевых геофизических работ и геологической съемки Управление природных ресурсов Иордании в 1970, 1971 г.г. пробурило в бассейне Азрака три разведочные скважины. Бурение скважины Вади-Гадиф (WG-1) было окончено в 1970 г. на глубине 3081 м в кембрийско-ордовикских отложениях. Значительных проявлений углеводородов не наблюдалось, но при опробовании скважины испытателем пластов из отложений кампана было получено некоторое количество газа.

Спустя год в районе Вади Раджила была пробурена скважина (WR-1) на глубину 3076 м, вскрывшая отложения нижнего мела. В образцах керна из кампанских и туронских отложений были установлены признаки нефти. При испытании туронских отложений испытателем пластов наблюдались нефтегазопроявления. В октябре 1971 г. в районе Вади Хазима была

пробурена скважина (WH-1) на глубину 1861 м с забоем в триасовых отложениях. Признаков углеводородов обнаружено не было.

Для дальнейшей оценки нефтегазопроявлений, отмеченных в скважине WR-1, в 1982-83 г.г. были пробурены скважины WR-2, WR-3 и WR-4 глубинами свыше 2800 м. Во всех скважинах было проведено опробование туронских отложений (свиты Вади Ессеира), но положительных результатов не получено.

В 1983 г. была пробурена скважина в районе Дахакия (DH-1) на глубину 4433 м с забоем в кембрийско-ордовикских отложениях. Отмечены незначительные проявления УВ в свитах Вади Ессеира, Гареба, Аммана, Хоммара и Фхейса.

На площади Вади Гадиф в 1983 г. была пробурена скважина WG-2 на глубину 3740 м, вскрывшая всю толщу осадочных пород с забоем в докембрийских отложениях. Незначительные проявления УВ (асфальта и битума) в образцах керна отмечены в отложениях маастрихта, кампана, турона, сеномана и апт-альба в свитах Гареба, Аммана, Вади Раджила, Наора и Карнаба.

В 1983 г. на структуре Хамза была пробурена скважина (HZ-1), из которой в начале 1984 г. был получен приток нефти из сеноманских отложений (свиты Хоммара) с дебитом скважины $9,54 \text{ м}^3/\text{сут}$ (60 баррелей в день). Для разведки залежей месторождения Хамза было пробурено 15 скважин, пять из которых оказались продуктивными (HZ-1, HZ-2, HZ-12, HZ-14, HZ-17).

1.2. Тектоническое строение нефтегазоносных районов Иордании

В тектоническом отношении территория Иордании расположена в пределах северо-западного склона Аравийской плиты, входящей в состав Африкано-Аравийской докембрийской платформы [5, 13].

Геологическому строению Африкано-Аравийской платформы посвятили свои работы многие исследователи: Ф. Хенсон, 1950, 1951; Л. Дюбертре, 1953, 1964, 1967; А. А. Бакиров, 1971; В.П. Поликаров и др., 1964, 1969; А.В. Разваляев, 1964, 1975; Е.Д. Сулиди-Кондратьев и др. 1980; А.Б. Галактионов 1966; Р. Фреунд, 1965; Ф. Бендер, 1974, 1975 и др.

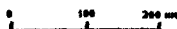
Несмотря на разный подход к расшифровке тектонического строения региона Ближнего Востока практически все исследователи выделяют три основные надпорядковые структуры в его пределах: 1) зону альпийских складчатых сооружений Тавра и Загроса, располагающихся на территории юго-восточной Турции и северо-восточного Ирана; 2) передовую предгорную Месопотамскую впадину (Бакиров А.А., 1957, 1962) или прогиб (Галактионов А.Б., 1966), охватывающую юг Турции, северо-восток Сирии, восточную часть Ирака и юго-запад Ирана; и 3) северную часть Африкано-Аравийской платформы, разделяемую на отдельные тектонические элементы по глубине залегания докембрийского кристаллического фундамента.

Наиболее полно тектоническое положение территории Иордании в регионе Ближнего Востока отражено на «Схеме региональной тектоники...» А.Б. Галактионова (рис.1.1.1.), которым в пределах северной части Африкано-Аравийской платформы выделяются:

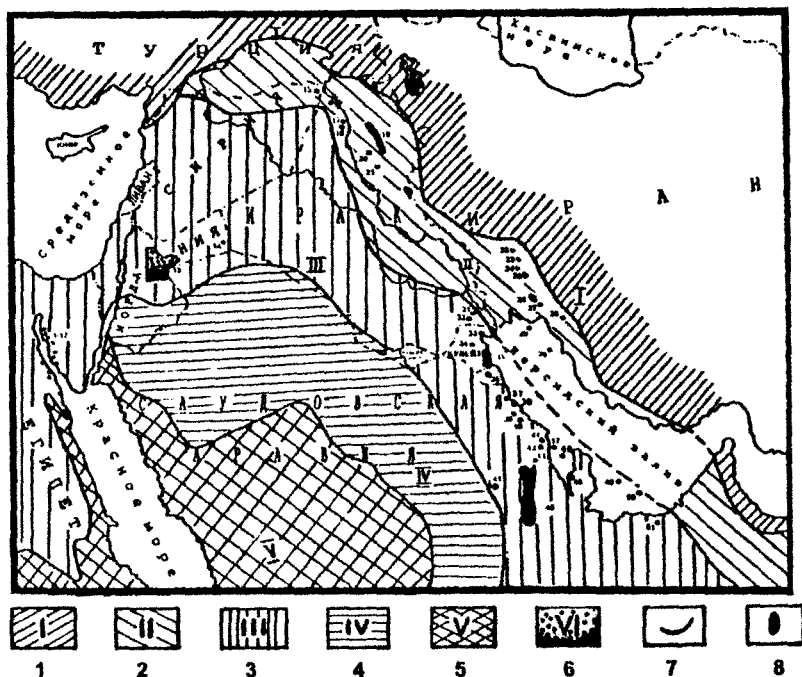
- краевая часть платформы с глубоким погружением фундамента;
- области платформы с неглубоким залеганием фундамента;
- Аравийско-Нубийский щит.

На «Тектонической карте Иордании», составленной по материалам Bender, 1974; Abdulkader, 1982; Святловского, 1975 наиболее важными

СХЕМА РЕГИОНАЛЬНОЙ ТЕКТОНИКИ И РАЗМЕЩЕНИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА БЛИЖНЕМ ВОСТОКЕ.



СОСТАВИЛ А.Б. ГАЛАКТИОНОВ
1966 год



Условные обозначения

- 1-Системы горных сооружений Тавра и Загроса.
- 2-Месопотамский прогиб. Северная часть Африкано-Аравийской платформы.
- 3-Краевая часть платформы с глубоким погружением фундамента.
- 4-Области платформы с неглубоким залеганием фундамента.
- 5-Аравийско-Нубийский щит.
- 6-Район, исследуемый в диссертации (бассейн Азрака)
- 7-Границы тектонических элементов.
- 8-Нефтяные месторождения

структурно-тектоническими элементами Иордании являются: Аравийско-Нубийский щит, рифтовая зона Мертвого моря – Иорданская долина, Иорданское поднятие, базальтовое плато (Друзский прогиб), осадочные бассейны Азрака, Вади-Сирхана, Аль-Джафера и система разломов [41, 56, 64].

Аравийско-Нубийский щит, в пределах которого докембрийские метаморфические породы выходят на поверхность, располагается вдоль побережья Красного моря и залива Ахаба на юге Иордании. В северном и северо-восточном направлении его сменяет склон платформы, перекрытый осадочными породами палеозоя, мезозоя и кайнозоя [40, 58, 64].

На западе Иордании выделяется зона Мертвого моря – Иорданской долины (Левантийская рифтовая зона), образованная в результате отодвигания Аравийского полуострова (Аравийской плиты) от Африки (Африканской плиты). Перемещение было левосторонним и происходило против часовой стрелки. В итоге породы фундамента восточного блока оказались смещенными на север относительно западного на 105 км [1, 41, 42, 59, 60, 62, 65]. Из этого общего смещения 45 км приходится на поздний миоцен, а остальное на послемеловое время [6, 39, 41].

Одновременно с опусканием центрального блока, где мощности осадков достигали 12 км, происходило воздымание фланговых блоков по разломам. Высота уступа восточного Иорданского блока выше западного. Она составляет 900-1500 м, в то время как западного – менее 1000 м [13].

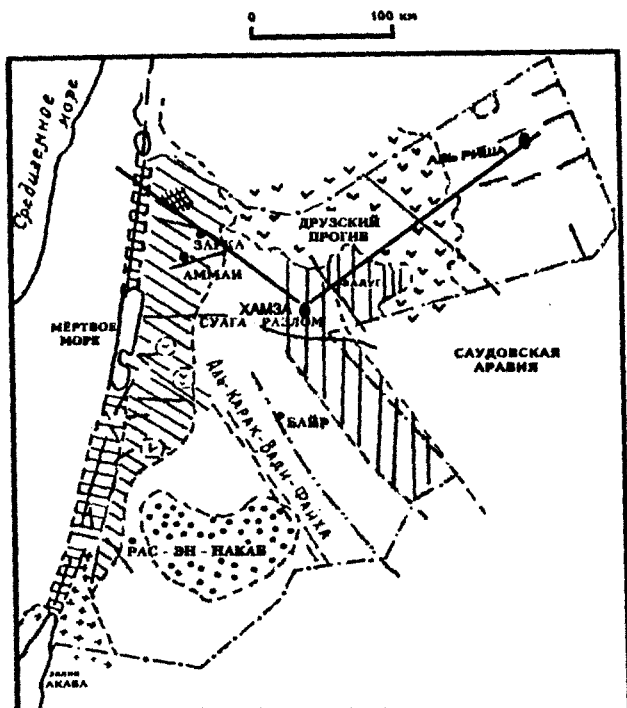
Вдоль восточной части рифтовой зоны Мертвого моря и реки Иордан расположено Иорданское поднятие. Наиболее возвышенным элементом III порядка в его пределах выделяется Аджлунский купол, в районе которого отложения рифта Мертвого моря переходят в моноклинальные флексуры долины реки Иордан с пологими юго-восточными и крутыми западными крыльями [57, 58]. Флексуры сложены осадочными породами триас-юрской и верхнемеловой (сантон, турон) системами и разбиты разломами субширотного простиранья с амплитудами до 800 м.

К востоку от Аджлунского купола расположен крупный неоген-четвертичный Друзский прогиб, осложненный базальтовым магматизмом. Он прослеживается в субмеридиональном направлении на соседние территории Сирии и Саудовской Аравии и представляет собой плато, на котором сохранились следы вулканической деятельности [39], или области развития траппов в пределах платформы по А.А. Бакирову [2]. Структуры вулканического происхождения группируются в цепочки северо-западного простирания и фиксируются разломами, по которым происходили излияния магмы (рис. 1.1.3.)[4].

Остальная территория Иордании расположена на склоне платформы (Аравийско-Нубийского щита). При этом южная ее часть находится в пределах области платформы с неглубоким залеганием фундамента до 2,5-4 км (рис.1.1.1). В ее пределах выделяется бассейн Аль-Джафера субширотного простирания (рис. 1.1.2), имеющий сравнительно простую структуру. Большой интерес в нефтегазоносном отношении представляет краевая часть платформы с глубоким погружением фундамента, где мощность осадков достигает 5-7 км. Она отделена от области с неглубоким залеганием фундамента региональным разломом Аль-Карак-Вади-Файха северо-западного простирания длиной около 300 км, вызванным глубинными силами напряжений. Об этом свидетельствуют выходы вулканических базальтов в пределах этой зоны в центральной части Иордании и на востоке Мертвого моря.

В этой части платформы выделяются бассейны Азрака и Вади-Сирхана, осложненные серией разломов преимущественно северо-западного простирания. Как видно из «Тектонической карты Иордании», в системе разломов преобладают наиболее протяженные разломы этого направления. Меньшую протяженность имеют разломы субширотного простирания вблизи Левантийской рифтовой зоны и северо-восточного направления – на северо-востоке Иордании. Последние образуют серию горстов и грабенов, ориентированных в том же направлении.

Тектоническая карта Иордании
(Bender, 1974; Abdulkader, 1982; Святловский, 1975)



1. Аравийско-Нубийский щит.
2. Друзкий прогиб (выход базальтов на поверхность).
3. Бассейны Азрака и Вадий-Сихрана.
4. Бассейн Аль-Джафера.
5. Иорданское поднятие.
6. Аджлунский купол.
7. Рифтовая зона (Вадий-Араба, Мертвое море, Иорданская долина).
8. Разломы.
9. Ось свода Байер-Кельвах.
10. Месторождения нефти и газа.

К югу от бассейна Вади-Сирхана выделяется свод Байер-Кельвах, имеющий северо-западное простирание.

Наиболее изученным и перспективным в нефтегазоносном отношении является бассейн Азрака, площадью около 7 тыс. км², расположенный в 100 км восточнее Аммана. Его границами являются разломы Фалуга на севере и Суаги на юге. Докембрийский кристаллический фундамент в его пределах залегает на глубине 5-6 км.

На рис.1.1.4. представлена структурная карта по кровле формации Шуэиб бассейна Азрака.

Основные тектонические элементы в пределах бассейна включают в себя грабены Хамза, Северная Хамза, блок Дахакия-Вади Гадифа, блок Вади Раджила, зону разломов Омари (рис.1.1.4.).

Бассейн был сформирован в течение 3-х главных тектонических периодов: раннепалеозойского, мелового и эоценового. В раннепалеозойскую эру существовало устойчивое прогибание с накоплением значительных мощностей осадков свыше 2-х км в центральной части бассейна. В это время продолжали развиваться разрывные нарушения, зародившиеся в протерозойскую эру и раннекембрийский период, активизирующиеся по всему бассейну. К этому времени относится формирование структуры Хамза.

В девонский и каменноугольный периоды бассейн занимал устойчивое приподнятое положение и эти осадки отсутствуют в регионе, лишь в пермское время произошло кратковременное опускание территории, приведшее к накоплению незначительных мощностей осадков до 30-40 м.

В течение триасового, юрского и раннемелового периодов территория претерпевала эпйрогенические колебательные движения, которые привели к отсутствию нижнего и среднего триаса, нижней, средней и значительной части верхней юры и неокома нижнего мела. Осадочные отложения этого времени представлены лишь карнийским ярусом верхнего триаса (до 400 м), келловейским ярусом верхней юры (до 150 м) и апт-альбскими образованиями нижнего мела (до 300 м). Область основного

осадконакопления этих отложений суммарной мощностью до 850-900 м располагалась на северо-востоке бассейна, в то время как на юге она не превышала 130-170 м.

В течение позднемелового и раннепалеогенового периодов происходило устойчивое погружение и накопление значительных мощностей осадков до 2500-3500 м с более интенсивным прогибанием в северо-восточной части бассейна. При этом процесс максимального осадконакопления приходится на сантон-кампанское и маастрихтское время, когда мощность их достигала 1500-2000 м.

Вторая тектоническая фаза в сеноманское – раннемаастрихтское время, сопровождалась образованием малоамплитудных складок и уменьшением структуры Хамза. Интенсивность процесса складкообразования увеличивалась в южном направлении.

Начиная с эоценового времени преобладали восходящие движения, приведшие к сокращению мощности эоцена до 50-250 м. С этим заключительным периодом тектогенеза связано образование континентального рифта вдоль Красного моря. В бассейне Азрака разломы в это время развивались менее активно [43, 45].

В течение последующего геологического времени преобладали восходящие движения, приведшие к отсутствию отложений неогена. Нижележащие отложения перекрыты небольшой мощностью (100-130 м) плейстоценовых пород.

1.3. Краткая литолого-стратиграфическая характеристика осадочного чехла Иордании

В строении осадочного чехла принимают участие палеозойские, мезозойские и кайнозойские отложения. При составлении этого раздела авторами использованы материалы David J. Burdon, El-Jsa Z, M.M. Abu-Ajamich, F. Bender и др.

Наиболее древними являются докембрийские образования, вскрытые скважиной WG-2, представленные метаморфизованными песчаниками и доломитизированными известняками мощностью 425 м.

Палеозойские отложения (PZ), пройденные шестью скважинами, представлены в бассейне Азрак породами кембрийской, ордовикской, силурийской и пермской систем мощностью до 2025 м.

Кембрийские и раннеордовикские отложения ($\epsilon-O_1$), вскрытые тремя скважинами, сложены прибрежноморскими песчаниками мощностью 1100-1225 м.

Средне- и верхнеордовикские породы (O_2 и O_3), изучены в 6-и скважинах, представлены разнозернистыми песчаниками, алевроитами и глинистыми сланцами мощностью 70-630 м.

Силурийские отложения (S), по данным бурения скважины DH-1, сложены песчаниками и глинистыми породами мощностью 130 м.

Девонские отложения (D) не встречены в бассейне Азрака. В более южных районах, по данным скважин бассейнов Аль-Джафера и Вад-Сирхана, породы этого возраста сложены чередованием песчаников, глин, известняков и доломитов мощностью 200 м.

Каменноугольные отложения (C) также не установлены в бассейне Азрака. По данным, полученным из экспериментальной скважины на севере Иордании, эти породы представлены глинистыми песчаниками и известняками намюрского, вестфальского и нижневизейского возраста. Их мощность составляет 200 м.

Пермские отложения (P), вскрытые скважиной WR-4, сложены песчаниками и глинами мощностью 40 м.

Мезозойские отложения (MZ), представлены породами карнийского яруса верхнего триаса (T_3k), келловейского яруса верхней юры (J_3k), аптского и альбского ярусов нижнего мела ($K_{1a}+K_{1al}$), сеноманского (K_2s), туронского (K_2t), кампанского (K_2cp) и маастрихтского (K_2m) ярусов верхнего мела.

Отложения карнийского яруса верхнего триаса (T_3k) по классификации Управления Природных Ресурсов (УПР) названы свитой Майна. Они с несогласием залегают на силурийских отложениях в районе скважины DH-1 и на ордовикских — на остальной территории. Представлены они алевроитовыми разностями пород и мелкозернистыми песчаниками, мощность которых увеличивается к северу и северо-востоку в сторону месторождения Хамза и района Вади-Раджила от 40 до 320 м. На северо-западе площади Хамза в скважине HZ-8 встречены прослои трещиноватых доломитов. Трещины заполнены кальцитовым и ангидритовым материалом. Коллекторские свойства пород не изучались [48].

Юрские отложения (J_3k), со стратиграфическим несогласием перекрывают триасовые, они представлены келловейским ярусом, по классификации УПР названным свитой Хуани. Нижний и средний отделы, а также оксфордский, киммериджский и титонский ярусы верхней юры не встречены в бассейне Азрака. Отложения келловей сложены песками,

алевритами и аргиллитами прибрежно-морской фации. Мощность их 25-180м.

Меловые отложения включают породы нижнего и верхнего отделов. Нижнемеловые отложения представлены породами аптского и альбского ярусов, объединенными в свиту Карнаба. Верхний отдел представлен отложениями сеноманского, туронского, сантон-кампанского и маастрихтского ярусов. Коньякский ярус в разрезе отсутствует. Сеноманские отложения разделены на 4 свиты: Наора (K_2S_1), Фхейса (K_2S_2), Хоммара (K_2S_3) и Шуэйба (K_2S_4). Туронский ярус включает в себя горизонт WS-2 и свиту Вадн Ессеира. Сантон-кампанские отложения соответствуют свите Аммана, а маастрихтские в свите Гареба.

Карнаба (аптский и альбский ярусы K_1+K_{1al}) со стратиграфическим несогласием залегают на породах юры. Они представлены крупно- и мелкозернистыми песчаниками с прослоями кварцевых аденитов. Осадконакопление происходило в прибрежно-мелководной зоне. Мощность их на месторождении Хамза 30-40 м. На остальной территории меняется в пределах 35-300 м. По коллекторским свойствам они являются отличным резервуаром. Пористость пород колеблется в пределах 4,3-13 %, проницаемость 1-50 мД, в отдельных образцах до 1000 мД. Нефтенасыщенность в скважине NZ-14 составляет 3-25 %.

Свита Наора (K_2S_1) с угловым несогласием прерывающая породы нижнего мела, сложена доломитизированными карбонатами с прослоями кварцевых аренитов, переходящих в доломитизированные аргиллиты. Мощность их 40 - 62 м. Участками порода трещиноватая. Трещины не минерализованные. Пористость пород свиты 4-12 %, редко увеличивается до 20 %; проницаемость в большинстве случаев меньше 0,5 мД, иногда возрастает до 3 мД. При испытании этих отложений в скважине NZ-1 было извлечено 37 м³

нефти. Незначительные признаки нефти наблюдались в пробах скважин WR-4 и WG-2.

Свита Фхейса (K_2S_2) сложена морскими глинами с прослоями окатанных зерен песчаников и алевролитов мощностью 26-38 м. Породы не трещиноватые. В скважинах HZ-1 и DH-1 наблюдались признаки битумов.

Свита Хоммара (K_2S_3) является продуктивным горизонтом на месторождении Хамза. Она сложена известняками и доломитами мощностью 34-43 м, средняя – 39 м. Порода интенсивно трещиноватая вблизи разломов. Трещины не минерализованные, ориентированы субширотно. Средние значения пористости матрицы пород 3,1 %, проницаемости – 2,2 мД, интервал их изменения соответственно 0,1-15 % и 0,01-35 мД. Нефть получена из скважин №№ HZ-1, HZ-2 и HZ-14.

Свита Шуэйба (K_2S_4) является основной нефтепродуктивной свитой в бассейне Азрака, сформированной в мелководной части морского бассейна. Она состоит на месторождении Хамза в нижней части из нефтесодержащих доломитов и известняков мощностью 37 м, перекрытых глинистыми сланцами мощностью 10 м, являющихся покрывкой для залежей в свитах Хоммара и Шуэйба. Породы свиты Шуэйба интенсивно трещиноваты, особенно в районе разрывных нарушений в скважине № HZ-1. Пористость пород изменяется от 0,1 до 27 %, в среднем составляет 10 %, проницаемость – от 0,001 до 700 мД, средняя – 10,7 мД. Нефть получена из скважин №№ HZ-2, HZ-12 и HZ-14.

Свита Вади Ессейра туронского яруса (K_2t) сложена известняками (33 м), аргиллитами (300 м) и ангидритами (50 м) и в целом может рассматриваться как региональная покрывка для залежей в нижележащих горизонтах. Она характеризуется незначительной пористостью < 1 % и проницаемостью

около 0,17 мД. Порода трещиноватая, трещины не минерализованные, с вкраплениями нефти в образцах скважины HZ-3.

Свита Аммана (сантон-кампанский ярус $K_{2st-K_{2cp}}$) со стратиграфическим несогласием залегает на породах туронского яруса. Она представлена в нижней части песчаниками (400 м) дельтовой фации и в верхней – доломитами и доломитизированными известняками (600 м). Пористость песчаников 11-14 %, проницаемость 10-100 мД. Участками порода трещиноватая, трещины частично минерализованные. На площади Вади-Гадифа при испытании верхнего горизонта в скважине № WG-1 была получена вода с незначительным количеством газа. Небольшие признаки нефти и асфальта наблюдались в образцах керна скв. № WG-1 и во всех скважинах Вади-Раджила.

Свита Гареба (маастрихтский ярус K_{2m}) сложена в нижней части известняками мощностью 425 м и в верхней – переслаиванием известняков и доломитов мощностью 275 м. Разделом между ними является слой ангидритов. Эта свита представляет большой интерес для народного хозяйства Иордании, так как содержит асфальт, обогащенный серой и битумом, образовавшимся при низких термобарических условиях и устойчивом прогибании седиментационного бассейна при наличии морских ОВ [50,63].

Кайнозойские отложения (KZ) представлены палеогеновыми и четвертичными породами.

Палеогеновые отложения (P) включают породы палеоцена (свита Тагия) мощностью 140 м и эоцена (свита Сара) мощностью 500 м. Они сложены известняками с прослоями кремнистых включений, ангидритов и доломитов.

Плейстоценовые породы (Q_3), завершающие разрез осадочного чехла, сложены также карбонатными и карбонатно-хемогенными образованиями мощностью 130 м.

1.4 Оценка перспектив нефтегазоносности бассейна Азрак

Геохимические условия формирования природных углеводородов бассейна Азрак.

Основными целями и задачами геохимических исследований являлись следующие:

- Оценка фациально-генетического типа исходного органического вещества (ОВ) материнских пород и генерационного потенциала ОВ в толще осадочных пород.
- Определение типов нафтидов и оценка уровней их термической зрелости.

Геохимические исследования углеводородов были проведены в 16 скважинах бассейна Азрак: в 10-ти скважинах месторождения Хамза (№№ HZ-1 – HZ-10), на площадях Дахакия (№ DH-1), Вади-Раджил (№№ WR-2 – WR-4), Вади-Гадиф (№ WG-2) и Вади-Хазим (№ WH-1). Кроме того, были исследованы 11 проб нефтей, нафтидопроявлений и асфальтов, отобранных на месторождении Хамза. Изучение ОВ проводилось с использованием метода пиролиза Рок-Эвал. С помощью его были определены параметры: содержание органического углерода $C_{орг}$ (%); водородный индекс ИН (мг УВ/ $C_{орг}$); нефтяной потенциал (S_1+S_2); экстрагируемое ОВ EOM (%); максимальная температура пиролиза T_{max} (°C); индекс продуктивности (PI), $S_1/(S_1+S_2)$ и отражательная способность витринита R_o (%) [51].

Докембрийские отложения, изученные в скв. № WG-2 и DH-1, обладают низким содержанием ОВ ($C_{орг}$ -0,17 %) и не относятся к потенциально нефтегенерирующим породам.

Ордовикские отложения (O) по материалам бурения скв. № HZ-4, DH-1, WR-2 и WG-2 обладают также незначительным содержанием OB (C_{org} -0,55 %) с низким нефтегенерационным потенциалом (ср. значение S_2 -0,68 мг/г породы).

Силурийские отложения (S), вскрытые скв. DH-1 не были изучены. В других районах Иордании, на севере и северо-востоке, они оцениваются как нефтематеринские [52, 53].

Верхнетриасовые отложения (свита Майна, T_3K), состоящие из известняков, доломитов с включениями песчаников, содержат C_{org} <0,53 %, водородный индекс 86 мг/г C_{org} , продукт пиролиза керогена (S_2) – (<0,5-0,95) мг/г пород. Эти показатели свидетельствуют о низком генерационном потенциале этих толщ. Количество C_{org} повышается в породах месторождения Хамза.

Верхнеюрские отложения (свита Хуани J_3K), состоящие из песчаников, алевроитов с прослоями аргиллитов, обладают низким уровнем термической зрелости и невысоким содержанием C_{org} <1 %. Лишь в скважине HZ-4 на глубине 3558 м оно повышается до 3,38 % [51]. Такие прослой богатые органическим веществом имеют ограниченное распространение. В целом свита не рассматривается как нефтематеринская толща.

Нижнемеловые отложения (свита Карнаба аптского и альбского ярусов K_{1a} и K_{1al}), представлены песчаниками обедненными органикой (C_{org} <0,5 %) и линзовидными прослоями глин с повышенным содержанием C_{org} (5,3 %) и продукта пиролиза керогена S_2 (32,55 мг/г породы) (скважина HZ-1, 3072 м [52].

Свита Карнаба имеет невысокую степень катагенеза и достигла начальной фазы образования нефти. Спорадическое распространение глинистых линз не способствовало образованию промышленных скоплений нефти.

Отложения сеноманского яруса верхнего мела (свиты Наора, Фхейса, Хоммара и Шуэйба), сложенные преимущественно карбонатными породами, намного беднее органикой по сравнению с вышеуказанными породами. Низкие значения $C_{орг}$ (0,47 %), водородного индекса (188 мг/г породы) и продукта пиролиза керогена S_2 (2,4 мг/г породы) свидетельствуют о низком нефтематеринском потенциале. Прослой глинистых пород в свитах Фхейса и Шуэйба, содержащие органическое вещество, имеющие умеренную степень термической преобразованности, могут частично генерировать УВ.

Отложения туронского яруса (свита Вади Ессейр K_2t) в объеме известняков и глинистых сланцев имеют благоприятные геохимические характеристики для нефтематеринских пород: средние значения $C_{орг}$ и водородного индекса (IH) составляют соответственно 1,17 % и 400 мг УВ/г породы, средний параметр нефтегенерационного потенциала $S_2=7,62$ мг/г породы. По полученным значениям T_{max} ОВ достаточно термически преобразованы для генерации нефти. В целом свита Вади Ессейр оценивается как нефтематеринская. Однако, только погруженные участки бассейна Азрак можно рассматривать в качестве нефтепродуцирующих.

Отложения сантон-кампанского (свита Амман $K_{2м}+K_{2сн}$) и маастрихтского ярусов (свита Гареб, $K_{2м}$) имеют благоприятные геохимические показатели (средние значения $C_{орг}$ 4,16 %), чрезвычайно богаты органическим веществом и содержат значительное количество растворимого асфальта ($EOM/C_{орг} \approx 20$ %). Они могут рассматриваться как автохтонная материнская порода для асфальтов.

Нефтегазоносность и перспективности бассейна Азрак по геохимическим критериям.

На основании геохимических исследований к основной нефтематеринской толще отнесены отложения свиты Вади Ессейра и они рассмотрены предыдущими исследователями в качестве основной нефтегенерирующей толщи. В качестве возможно нефтепродуцирующих отложений следует рассматривать глинистые прослои в слабоизученных отложениях ордовикского, силурийского, триасового, юрского и нижнемелового возрастов. В них содержание $C_{орг}$ сапропелевого типа порой превышает 5 %. Эти отложения в палеотектоническом режиме находились в благоприятных термобарических условиях для генерации УВ, которые могли аккумулироваться в структурных ловушках горизонтов ниже сеноманского возраста. Достаточно зрелые нефтесодержащие отложения в прослоях и линзах глин, (О-Т) прошедшие стадию нефтегазообразования, распространены повсеместно по всему бассейну Азрак, а возможно и в пределах южнее расположенного бассейна Вади Сирхан. Судя по палеотектоническим профилям, вышеуказанные отложения вошли в главную зону нефтегазообразования при минимальной температуре генерации нефти (90 °C) около 75 млн. лет тому назад. Генерация нефти в свите Вади Ессейра в районе месторождения Хамза началась около 65 млн. лет (кампанское время) и продолжалась в последующий период.

Миграция углеводородов происходила из глубоко залегающих (ниже 3 км) нефтепродуцирующих пород из северных, северо-западных и восточных районов в сторону структур Хамза, Вади Раджил и других неизученных сейсморазведкой структур в горизонтах триаса, юры и нижнего мела. Трудно согласиться с авторами, считающими единственно нефтематеринской толщей свиту Вади Ессейра. По-видимому, определенную положительную роль в процессе генерации, миграции и аккумуляции нефти играли глинистые

прослой в отложениях триаса, юры и нижнего мела с большим содержанием $S_{орг}$ сапропелевого типа.

Асфальты из свит Гареба и Аммана обладают высоким содержанием серы (8-10 %), низкими величинами отношений пристана к фитану (0,3/0,5) (таблица 1.4.2.1). Нефти из свит Гареба, Вади Ессеира, Шуэйба, Хоммара имеют среднюю плотность и низкую концентрацию серы (менее 1 %) (таблица 1.4.2.2). Это указывает о разном происхождении нефтей и асфальтов. Асфальты сформировались из высокообогащенного серой карбонатного вещества на ранней стадии его зрелости при малом геотермическом прогреве (60 °C и 90 °C) в свитах Гареба и Аммана [50, 64]. То есть эти свиты являются материнскими для асфальтов и битумов. По оценке УПР установлено, что на площади 223 км² образовалось около 2 млрд. баррелей асфальтов.

Оценка прогнозных ресурсов нефти по геохимическим критериям, использующим среднее значение $S_{орг}$ и водородный индекс материнских пород, выполненная по методике Waples 1985 г. [66] позволила сделать вывод, что отложения свиты Вади-Ессеира обладают нефтяным потенциалом $5,17 \times 10^6$ т/км³. По оценке УПР эта оценка увеличена до $9,3 \times 10^6$ т. нефти/км³. Для оценки объема материнских пород, генерирующих нефть в структуры бассейна Азрак глубже 3000 м, нами экспертно принята площадь равная 10 % площади бассейна, т.е. 700 км². Принимая среднюю минимальную мощность материнских нефтепродуцирующих 100 м, суммарное количество генерируемой нефти в бассейне составит 650×10^6 т. По аналогии с другими районами мира эффективность улавливания УВ изолированными ловушками составляет 10 %, т.е. порядка 65×10^6 т может быть аккумулировано в месторождениях нефти и газа. Эта величина на порядок выше запасов месторождения Хамза. Таким образом, по геохимическим показателям бассейн Азрака обладает потенциальными ресурсами для открытия новых месторождений нефти и газа.

Таблица 1.4.2.1

Физико-химические свойства нефтей.

скважина	Интервал (М)	Тип образца	Свита	Плотность (г/см ³)	Содержания Серы(%)
HZ-1	1065	асфальт	Гарёб	Нет Данных	Нет Данных
HZ-13	1083.5	нафтидопроявления	Верх Гарёб	Нет Данных	9.58
HZ-13	1537	нафтидопроявления	Ниж Гарёб	Нет Данных	Нет Данных
HZ-1	1533.6-1555	нефть	Ниж Гарёб	0.75	Нет Данных
WR-3	2538-2557	нефть	Вади Ессеёр	0.71	1.19
HZ-3	3185-3262	нефть	Вади Ессеёр	0.69	0.57
WR-4	2388.1	нафтидопроявления	WS-2	Нет Данных	Нет Данных
HZ-7	2667.5	нафтидопроявления	WS-2	Нет Данных	Нет Данных
HZ-12	2889-2898	нефть	Шуэйб	0.85	0.42
HZ-2	3093-3103	нефть	Шуэйб	0.90	Нет Данных
HZ-1	2826.75-2932.5	нефть	Хоммар	0.87	0.34

Таблица 1.4.2.2

Физико-химические свойства нефтядов.

Показатель	Асфальт	Нефти и нефтито-проявления
Сера в породах, %	8 - 10	> 2
Присып/фитан	0.3 / 0.5	0.8 / 1.1
δ С алифатических УВ, %	-29 до 3	-24 до -26

Структурно-геологические критерии перспектив нефтегазоносности бассейна Азрак.

Особенности тектонического развития территории Иордании и в частности, бассейна Азрака, сопровождавшегося наличием большого количества разломов и структурных форм предопределило структурные ловушки как основной тип углеводородных ловушек. Установлены три типа этих ловушек: поднятые блоки, ограниченные сбросами; ловушки под плоскостями сброса и небольшие антиклинальные структуры. Образование сбросов присутствует по всему бассейну, образуя многочисленные структуры в пяти основных изученных сейсморазведкой формациях с нефтегазоносным потенциалом (свиты Карнаб, Хоммар, Шуэиб, Вади Ессейр и Нижний Амман). Направление падения плоскости сброса разнообразно в различных частях бассейна. В южных и юго-западных районах (Дахакия, Омариполе) преобладает южное направление падения плоскости сброса; к северу от основного сброса (Rajie Fault) и непосредственно к югу от него в районах грабенов Хамза и Северная Хамза преобладает северное направление; на площадях Вади Раджил наблюдаются оба направления. Роль сбросов неоднозначна. С одной стороны они служат путями миграции УВ, с другой, при условии контактирования коллектора с плотными породами — они изолируют ловушки УВ. Был исследован потенциал стратиграфических ловушек. Несмотря на наличие многочисленных размывов, перерывов в осадконакоплении, их роль незначительна, ввиду однородного строения [48, 54] вышеуказанных свит. Также отмечается, отсутствие в бассейне гидродинамических ловушек [46]. С целью определения наиболее оптимальных структурных форм для аккумуляции залежей УВ, была создана методика их оценки на основе обобщения результатов выполненных Core Laboratories структурных построений по кровлям вышеуказанных перспективных свит (Карнаба, Хоммара, Шуэйба, Вади Ессейра и Нижнего Аммана). При этом использовались 11 основных параметров структурных

форм, каждому из которых придавался определенный весовой коэффициент в сумме составляющих 1.0:

- размер площади – 0,12
 - оконтуривание изогипсами – 0,06
 - замкнутость структуры – 0,06
 - примыкание к сбросу – 0,03
 - замыкание с двух сторон сброса – 0,03
 - положение плоскости сброса на пути миграции УВ – 0,1
 - геохимический фактор (расположение структуры в зоне нефтегенерации УВ относительно глубин 2500 и 3000 м пласта WS-2) - 0,3
 - близость к известному месторождению (Хамзейскому) или скважине, где получен приток УВ – 0,1
 - близость к контуру 3000 м на структурной карте Вади Ессейр – 0,05
 - близость к свите Вади Ессейр – 0,05
 - наличие гидродинамического барьера – 0,1
-
- итого – 1,0

Методика системного анализа перспективных структур

1. Выделение типов ловушек по структурно-геологическим критериям (поднятые блоки, приразломные и антиклинальные структуры)

2. Формирование множества из 11 геохимических и структурно-геологических критериев (площадь, оконтуривание, замкнутость, близость к сбросу, замыкание со стороны сбросов, положение плоскости сбросов, геохимический фактор, близость к известному месторождению, близость к базовому контуру, близость к свите Вади Есвайр, наличие гидродинамического барьера).

3. Экспертная оценка весовых коэффициентов для множества критериев: $\sum_{i=1}^{11} x_i = 1.0$

4. Определение совокупной взвешенной оценки для каждой перспективной структуры:

$$\sum_{i=1}^{11} x_i p_i$$

5. Выявление наиболее перспективных структур:

$$\sum_{i=1}^{11} x_i p_i \geq m, \text{ где } m - \text{критическая величина равная } 0,7$$

Весовые коэффициенты, перечисленные в таблице, считались обоснованными и базируются на аналогичных оценках, выполненных в других бассейнах мира, Алжира, США [46, 55]. Окончательный весовой коэффициент определялся путем суммирования произведений весовых коэффициентов каждого параметра на расчетное значение (определяемого субъективно по значимости данного показателя)(см.табл. 1.4.4.). Нам представляется целесообразным учитывать не только вышеперечисленные коэффициенты, но и возможность аккумуляирования УВ в пределах бассейна Азрак за счет миграции из нижележащих отложений нижнего мела, юры, триаса и слабоизученного палеозоя. В этой связи целесообразно считать в качестве перспективных структурные формы не только вблизи месторождение Хамза и структур Вади Раджил, но и в центральных и южных частях бассейна. В итоге на структурной карте бассейна Азрак отмечено 16 перспективных участков по геохимическим и структурно-геологическим критериям для дальнейшего изучения их сейсморазведкой 2Д, 3Д и поисковым бурением.

1.5. Геологическое строение и характеристика продуктивных горизонтов месторождения Хамза

Нефтяное месторождение Хамза расположено в пределах Хамзейского грабена бассейна Азрак на северо-востоке Иордании. Оно приурочено к брахиантиклинальной складке субширотного простирания на поднятом блоке, ограниченном сбросами и осложненной в краевых частях многочисленными поперечными разрывными нарушениями амплитудами 100-150 м. Размеры складки 4,7×0,88 км, амплитуда до 100 м. (рис. 1.5.1).

Структура Хамза введена в поисково-разведочное бурение в 1983 г скважиной HZ-1, из которой в 1984 г из свиты Хоммара сеноманского яруса (инт. 2926,75-2932,5 м) был получен приток легкой нефти дебитом 60 баррелей в день (9,54 м³/сут), плотностью (ρ_n) 0,87 г/см³. Всего на месторождении пробурено 17 скважин (№№ HZ-1 – HZ-17), пять из которых, расположенные в присводовой части, оказались продуктивными (№№ HZ-1, HZ-2, HZ-12, HZ-14, HZ-17). Скважинами вскрыт разрез палеозоя (ордовик, силур), мезозоя (триас, юра, мел), кайнозоя (палеоген, четвертичные отложения). При этом скважинами №№ HZ-4 и HZ-13 при глубинах на забое соответственно 3984 м и 3551 м вскрыты отложения ордовика; скважинами №№ HZ-1, HZ-8, HZ-11, HZ-14 – отложения нижнего триаса на глубинах 3216-3500 м; скважиной HZ-9 – отложения средней юры на глубине – 3580 м; остальными скважинами – отложения нижнего мела на глубинах 2900 – 3310 м. Добыча углеводородов началась на месторождении в январе 1985 г в скважине HZ-1 из Хоммарской формации. Скважины HZ-12 и HZ-14 были вовлечены в эксплуатацию в 1986 г. В течение короткого времени добыча из скважин HZ-2 велась из Шуэйбской формации, но была ликвидирована из-за высокой обводненности. Основными перспективными в нефтегазоносном отношении являются карбонатно-хемогенные породы верхнемеловой системы сеноманского (K₂S) яруса (рис. 1.5.2). К перспективным следует отнести также крупно- и мелкозернистые песчаники алт-альбского возраста нижнего мела (свита Карнаба). Толщина их на территории месторождения

Структурная карта по кровле формации Шуэиб

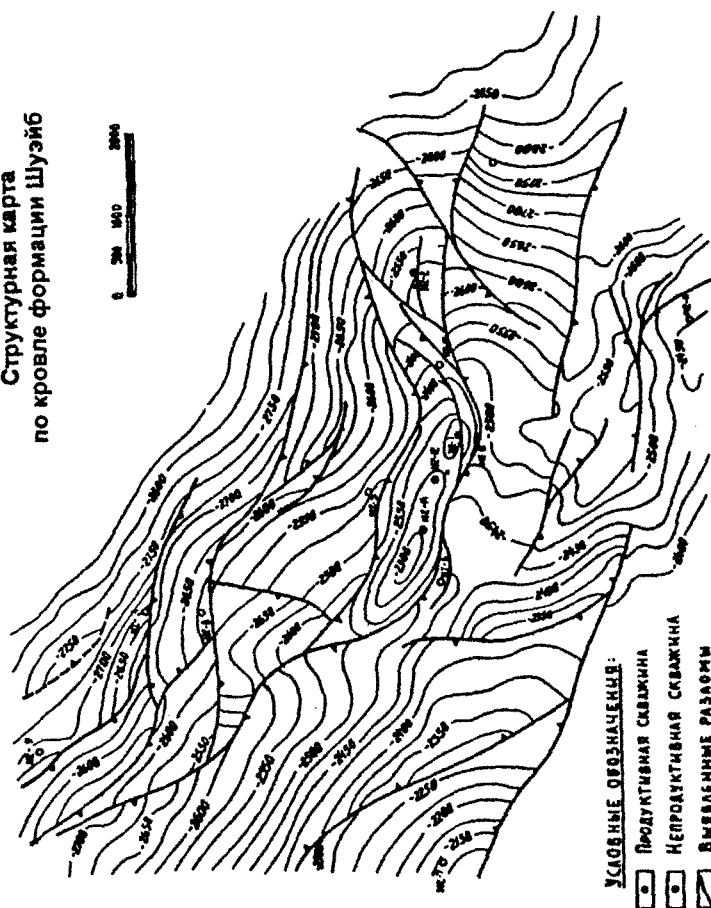
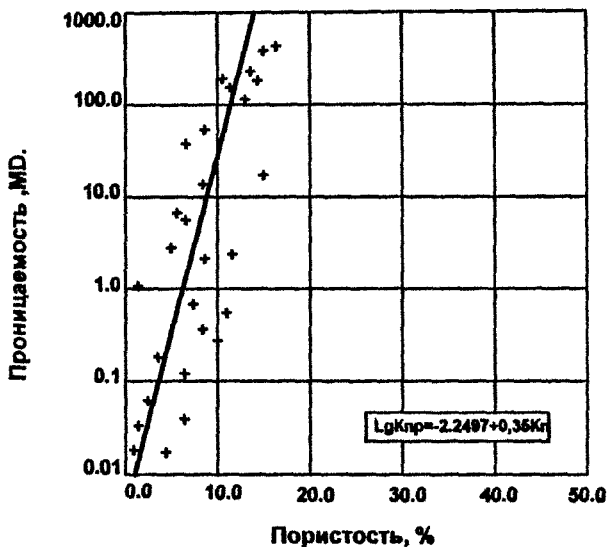


Рис. 1.5.4

Хамза почти одинакова, изменяясь от 30 до 40 м [55]. Изучение трещиноватости пород в керне скважин HZ-4, HZ-7 и HZ-8 показало, что наибольшая трещиноватость наблюдается в скважине HZ-4, где разлом проходит через юрские породы. Ориентация этих трещин под углом к простиранию разлома. В скважинах HZ-7 и HZ-8, не вскрывших разлом, трещины имеют субширотное простирание. Трещины не минерализованы, что может способствовать увеличению нефтеотдачи пластов [48]. Пористость пород колеблется в пределах 4,3 – 16 %, проницаемость от 1 - 50 мД до 1000 мД. Между этими параметрами для коллекторов порового типа существует хорошая корреляционная связь (рис. 1.5.3). Нефтенасыщенность пород по керну в скважине HZ-14 – 3-25 %.

Свита Наора (K_2S_1), перекрывающая породы нижнего мела, сложена доломитизированными известняками с прослоями кварцевых аренитов и доломитизированных аргиллитов суммарной толщиной 40-65 м. Порода участками трещиноватая. Трещины не минерализованы. Пористость пород 3- 22 %, проницаемость 0,01-8 мД (рис. 1.5.4). При испытании этих пород в скважине HZ-1 было получено 37 м³ нефти [46]. Эта свита может рассматриваться как возможно перспективная. Изучение взаимосвязи между пористостью и проницаемостью с помощью регрессивного анализа, выполненное по методу Дж. Гриффитса [16] позволило установить, что породы порово-трещинного типа свиты Наора при значениях $K_p \geq 1\%$ являются коллекторами, так как их проницаемость более 1 мД (см. Таблицу 1.5.1).



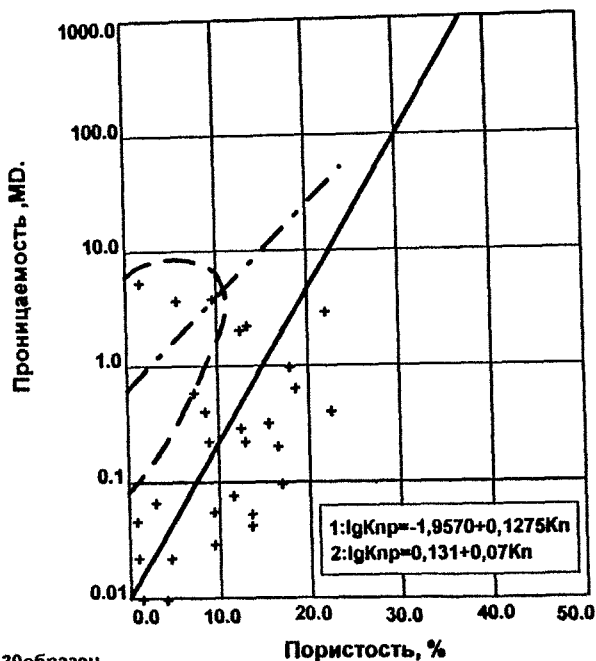
31 образцов

Легенды :

/ линия корреляционной связи между $K_{пр}$ и K_p
для коллекторов порового типа

Месторождение Хамза
График зависимости
проницаемости от пористости
отложений Карнаба
($K_{al} + K_{a}$)
(доломиты)
Иордания
по данным Core Laboratories
Составил: Балкер Наель

Рис. 1.5.3



30 образец

Легенды :/ линия корреляционной связи между K_{np} и K_n для коллекторов порового типа/ линия корреляционной связи между K_{np} и K_n для коллекторов порово-трещинного типа

⊖ область присутствия трещин

Месторождение Хамза
 График зависимости
 проницаемости от пористости
 отложений Наора
 (K_2s_1)
 (доломиты)
 Иордания
 по данным Core Laboratories
 Составил: Балкер Наель

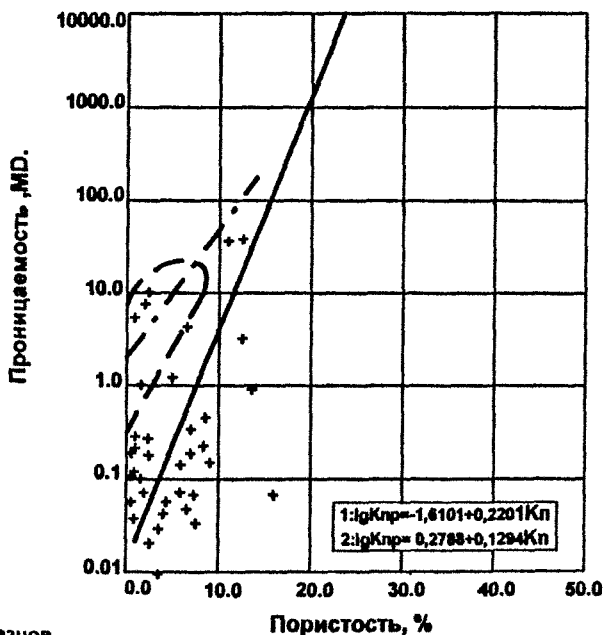
Рис. 1.5.4

Таблица 1.5.1

Проницаемость пород порового и порово-трещинного типов в функции
пористости для отложений свиты Наюра (K_2S_1)

K_m %	1	5	10	15	20
K_{np} порового типа, мД	0,013	0,048	0,208	0,902	3,917
K_{np} порово-трещинного типа, мД	1,588	3,027	6,776	15,17	33,96
K_{np} порово-трещинного типа / K_{np} порового типа	122,2	63,1	32,8	16,8	8,67

Граничная проницаемость коллекторов принята равной 1 мД [16]. Из таблицы 1.5.1. следует, что породы порового типа при $K_p \leq 16\%$ не являются коллекторами. Проницаемость в них обусловлена только за счет трещин. Поэтому правильно считать граничное значение пористости равное 16 %, при меньших значениях которого присутствуют коллектора трещинного и порово-трещинного типов, а при больших – порового типа. Основными продуктивными горизонтами на месторождении Хамза являются свиты Хоммара и Шуэйба сеноманского яруса. Свита Хоммара, как отмечено в разделе 1.3, сложена известняками, переходящими в доломиты. Порода состоит из разбитых переработанных обломков моллюсков. Толщина свиты колеблется от 29 до 40 м, средняя – 39 м. Вблизи разломов наблюдается интенсивная трещиноватость пород. Трещины не минерализованные, ориентированные субширотно. Пористость по данным ГИС изменяется от 0,1 до 15 %, проницаемость от 0,01 до 35 мД. Взаимосвязь их показана на рис. 1.5.5 и в таблице 1.5.2 [46].



Месторождение Хамза
 График зависимости
 проницаемости от пористости
 отложений Хоммара
 (K_2s_3)
 (известняки)
 Иордания
 по данным Core Laboratories
 Составил: Балкер Наель

Рис. 1.5.5

Таблица 1.5.2

Проницаемость пород порового и порово-трещинного типа в функции

пористости для известняков свиты Хоммара (K_2S_2)

$K_m, \% \%$	1	5	10	15	20
K_{np} порового типа, мД	0,041	0,309	3,898	49,14	619,3
K_{np} порово-трещинного типа, мД	2,561	8,458	37,65	167,6	746,1
K_{np} порово-трещинного типа / K_{np} порового типа	62,46	27,37	9,659	3,410	1,204

Из таблицы 1.5.2 следует, что породы порово-трещинного типа при значениях $K_p \geq 1\%$ являются коллекторами, т.к. их проницаемость более 1 мД. Породы порового типа при $K_p \leq 5\%$ не являются коллекторами. Проницаемость пород обусловлена наличием трещин. Поэтому пористость 5 % для пород свиты Хоммара является граничной. Породы с меньшей пористостью следует относить к коллекторам трещинного и порово-трещинного типов, с большей – к поровому типу. По результатам измерений керна средняя пористость для всех образцов 3,1 %, проницаемость – 2,2 мД. Среднее значение пористости для хорошо сохранившихся образцов 3,3 % и проницаемости 15,5 мД. Два трещиноватых образца имели проницаемость 168 и 212 мД. Промышленная нефтеносность Хоммарской формации была доказана получением притоков нефти в скважинах HZ-1, HZ-12 и HZ-14.

Скважина HZ-1 (инт. 2924-2931,5 м) была вовлечена в эксплуатацию с января 1985 г со средней производительностью 11,1 м³/сут (70 bbl/d) через штуцер диаметром 14/64". Начальное пластовое давление составляло 27,5 МПа (3980 psi), эффективная проницаемость - 581 мД, продуктивность скважины 20,05 м³/сут/МПа, (0,87 bbl/day/psi), температура 90,6 °С, газовый фактор 1,7 м³/м³ (10 SCF/bbl), пористость пород 7 %, вязкость нефти 50 сПз. Из скважины на конец февраля 1997. г получено 18170 м³ (114 278 bbl) нефти.

Скважина HZ-12 (инт. 2931,5-2938,5 м) эксплуатируется с апреля 1986 г. со средней производительностью 38,16 м³/сут (240 bbl/day) через штуцер диаметром 12/64". Начальное пластовое давление составило 27,2 МПа (3940 psi), давление насыщения 5,175 МПа (750 psi), эффективная проницаемость пород 132 мД. Продуктивность скважины 20,74 м³/сут/МПа (0,9 bbl/day/psi), газовый фактор 2,55 м³/м³ (15 SCF/bbl), пористость пород 9,6 %; водонасыщенность 22 %, вязкость нефти 2 сПз, объемный коэффициент 1,075. На конец февраля 1997 г. из скважины получено 23326,9 м³ (146710 bbl) нефти.

Скважина HZ-14 (инт. 2912,5-2919,5 м) находится в эксплуатации с июля 1986 г. со средним дебитом 23,06 м³/сут (145 bbl/day) через штуцер

диаметром 12/64". Начальное пластовое давление составило 26,9 МПа (3900 psi), эффективная проницаемость – 110 мД, продуктивность скважины 11,57 м³/сут/МПа (0,502 bbl/day/psi), газовый фактор 1,7 м³/м³ (10 SCF/bbl), пористость пород 6,5 %, объемный коэффициент нефти – 1,06, вязкость 2,8 сПз. Скважина эксплуатировалась всего 4 года (таблица 1.5.3) и в 1989 г эксплуатация прекратилась в связи с обводнением скважины. Всего из нее добыто 3587 м³ (22 560 bbl) нефти.

В скважине HZ-17 (инт. 2951-2957 м) из отложений Хоммарской формации в 1989 г. было получено 222,6 м³ (1400 bbl) нефти, после чего была прекращена эксплуатация в связи с обводнением продукции.

На 01.01.97 накопленная добыча нефти из Хоммарской формации составила 45 258 м³ (284642 баррелей) (таблица 1.5.3). Свита Шуэйба содержит основной нефтесодержащий коллектор месторождения Хамза. Она сложена в верхней части 10-ти метровой пачкой глинистых сланцев, лежащей на известняках и доломитах толщиной 27-29 м. Осадконакопление отложений коллекторов происходило в мелководной шельфовой среде, за которым последовала морская трансгрессия, подтверждением чему является верхняя морская сланцевая пачка. Во всех образцах керна зафиксирована трещиноватость пород, способствующая увеличению продуктивности отложений. Пористость пород по ГИС изменяется от 0,1 до 27 %, проницаемость от 0,001 до 700 мД (рис. 1.5.6). Взаимосвязь их показана на рис. 1.5.6 и в таблице 1.5.4.

Таблица 1.5.3.

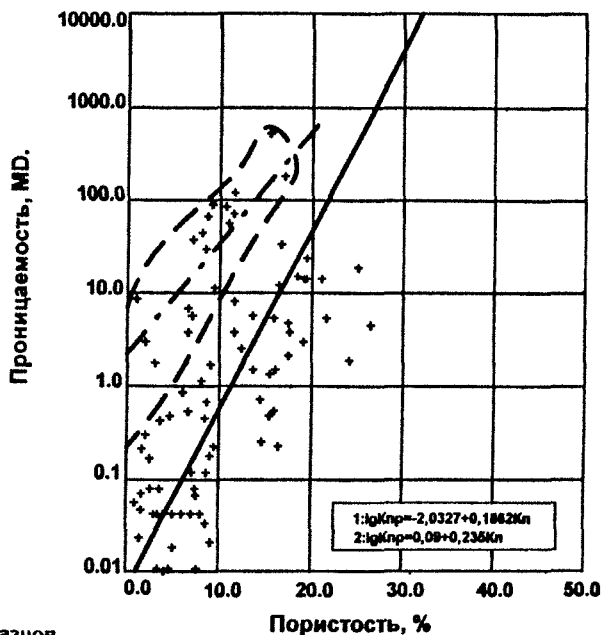
Динамика добычи нефти из продуктивного горизонта Хоммар на 01.01.97
(bbl/m³).

Годы	Добыча нефти по скважинам				Общая добыча нефти	
	HZ-1	HZ-12	HZ-14	HZ-17	Ежегодная	Накопленная
1985	<u>23005</u> 3657,8	-	-	-	<u>23005</u> 3657,8	<u>23005</u> 3657,8
1986	<u>16433</u> 2612,8	<u>4285</u> 681,3	<u>14202</u> 2258,1	-	<u>34920</u> 5552,3	<u>57925</u> 9210,0
1987	<u>18906</u> 3006,1	<u>39969</u> 6355,1	<u>8321</u> 1323,0	-	<u>67196</u> 10684,2	<u>125121</u> 19894,2
1988	<u>16850</u> 2679,1	<u>47484</u> 7550,0	<u>20</u> 3,2	-	<u>64354</u> 10232,3	<u>189475</u> 30126,5
1989	<u>11324</u> 1800,5	<u>28634</u> 4552,8	<u>17</u> 2,7	<u>1400</u> 222,6	<u>41375</u> 6578,6	<u>230850</u> 36705,2
1990	<u>9716</u> 1544,8	<u>8061</u> 1281,7	-	-	<u>17777</u> 2826,5	<u>248627</u> 39531,7
1991	<u>7546</u> 1199,8	<u>5938</u> 944,1	-	-	<u>13484</u> 2144,0	<u>262111</u> 41675,6
1992	<u>5440</u> 865,0	<u>3307</u> 525,8	-	-	<u>8747</u> 1390,8	<u>270858</u> 43066,4
1993	<u>1409</u> 224,0	<u>2589</u> 411,7	-	-	<u>3998</u> 635,7	<u>274856</u> 43702,1
1994	<u>1103</u> 175,4	<u>2355</u> 374,4	-	-	<u>3458</u> 549,8	<u>278314</u> 44251,9
1995	<u>1236</u> 196,5	<u>2069</u> 329,0	-	-	<u>3305</u> 525,5	<u>281619</u> 44777,4
1996	<u>1140</u> 181,3	<u>1883</u> 299,4	-	-	<u>3023</u> 480,7	<u>284642</u> 45258,1
Итого	<u>114108</u> 18143,2	<u>146574</u> 23305,3	<u>22560</u> 3587,0	<u>1400</u> 222,6	<u>284642</u> 45258,1	

Таблица 1.5.4

Проницаемость пород порового и порово-трещинного типа в функции пористости для отложений свиты Шуэйба(K_2S_4)

$K_{\text{п}} \text{ \%}$	1	5	10	15	20
$K_{\text{п}} \text{ порового типа, мД}$	0,01	0,079	0,67	5,76	49,12
$K_{\text{п}} \text{ порово-трещинного типа, мД}$	1,679	5,82	27,54	130,3	616,6
$K_{\text{п}} \text{ порово-трещинного типа} / K_{\text{п}} \text{ порового типа}$	167,9	73,7	41,1	22,6	12,55



Месторождение Хамза
 График зависимости
 проницаемости от пористости
 отложений Шуейба
 (K_2S_4)
 (доломиты)
 Иордания
 по данным Core Laboratories
 Составил: Балкер Наель

Из таблицы 1.5.4 следует, что породы порово-трещинного типа при значениях $K_p \geq 1$ % являются коллекторами, так как их проницаемость более мД. Породы порового типа при $K_p \leq 10$ % не являются коллекторами, так как их проницаемость менее 1 мД. Проницаемость в них обусловлена наличием трещин. Таким образом, породы с пористостью менее 10 % следует отнести к коллекторам трещинного и порово-трещинного типов, а свыше 10 % - к коллекторам порового типа.

Продуктивность отложений Шуэбской формации доказана получением притоков нефти в скважинах №№ HZ-12, HZ-14, HZ-17 и HZ-2.

Скважина HZ-12 (инт. 2890,5 – 2894,5 м) эксплуатируется с апреля 1986 г со средней производительностью 55,65 м³/сут (350 bbl/day) через штуцер 12/64". Начальное пластовое давление составляло 26,6 МПа (3860 psi), давление насыщения 6,9 МПа (1000 psi), эффективная проницаемость пород -260 мД, пористость – 15 %, продуктивность скважины 142,18 м³/сут/МПа (6,17 bbl/day/psi), газовый фактор 13,6 м³/м³ (80 SCF/bbl), водонасыщенность 32 %, объемный коэффициент нефти 1,11, вязкость 1,8 сПз. На конец февраля 1997 г из скважины получено 35 989,3 м³ (226 348 bbl) нефти.

Скважина HZ-14 (инт. 2872 – 2877 м) была вовлечена в эксплуатацию с августа 1986 г со средней производительностью 55,65 м³/сут (350 bbl/day) через штуцер 12/64" с начальным пластовым давлением 25,57 МПа (3706 psi). Эффективная проницаемость пород составила 306 мД, пористость – 10 %, газовый фактор 16,6 м³/м³ (98 SCF/bbl), объемный коэффициент нефти 1,142, вязкость – 2,54 сПз. Из скважины добыто на конец февраля 1997 г 12 594,7 м³ (79 212 bbl) нефти.

Скважина HZ-17 (инт. 2912-2916 м) эксплуатировалась с марта 1990 г со средней производительностью 71,55 м³/сут (450 bbl/day) через штуцер диаметром 11/64". На конец ноября 1996 г. из нее получено 24 062,7 м³ (151 338 bbl) нефти. Скважина была закрыта, в связи с резким падением забойного давления.

Месторождение Хамза

Динамика добычи нефти из продуктивного горизонта Шуэйб на 01.01.97
(bbl/m³)

Годы	Добыча нефти по скважинам			Общая добыча нефти	
	HZ-12	HZ-14	HZ-17	Ежегодная	Накопленная
1986	<u>50656</u> 8054,3	<u>22912</u> 3643,0	-	<u>73568</u> 11697,3	<u>73568</u> 11697,3
1987	<u>77935</u> 12391,7	<u>15065</u> 2395,3	-	<u>93000</u> 14787,0	<u>166568</u> 26484,3
1988	<u>52022</u> 8271,5	<u>5090</u> 809,3	-	<u>57112</u> 9080,8	<u>223680</u> 35565,1
1989	<u>32436</u> 5157,3	<u>9183</u> 1460,1	<u>1287</u> 204,6	<u>42906</u> 6822,0	<u>266586</u> 42387,2
1990	<u>5114</u> 813,1	<u>4309</u> 685,1	<u>92190</u> 14658,2	<u>101613</u> 16156,5	<u>368199</u> 58543,6
1991	<u>493</u> 78,4	<u>1576</u> 250,6	<u>34719</u> 5520,3	<u>36788</u> 5849,3	<u>404987</u> 64392,9
1992	<u>151</u> 24,0	<u>673</u> 107,0	<u>11838</u> 1882,2	<u>12662</u> 2013,3	<u>417649</u> 66406,2
1993	<u>565</u> 89,8	<u>639</u> 101,6	<u>6121</u> 973,2	<u>7325</u> 1164,7	<u>424974</u> 67570,9
1994	<u>1370</u> 217,8	<u>2222</u> 353,3	<u>3820</u> 607,4	<u>7412</u> 1178,5	<u>432386</u> 68749,4
1995	<u>2486</u> 395,3	<u>7109</u> 1130,3	<u>1056</u> 167,9	<u>10651</u> 1693,5	<u>443037</u> 70442,9
1996	<u>2662</u> 423,3	<u>8892</u> 1413,8	<u>307</u> 48,8	<u>11861</u> 1885,9	<u>454898</u> 72328,8
Итого	<u>225890</u> 35916,5	<u>77670</u> 12349,5	<u>151338</u> 24062,7	<u>454898</u> 72328,8	-

На 01.01.97 накопленная добыча нефти из Шуэйбской формации составила 72 328,78 м³ (454 898 bbl) нефти (таблица 1.5.5). Всего из обоих продуктивных горизонтов месторождения Хамза на 01.01.97 добыто 117 586,86 м³ (739 540 bbl) нефти.

1.6. Оценка запасов нефти месторождения Хамза

Объемный метод

Оценка балансовых запасов нефти месторождения Хамза произведена объемным методом по формуле:

$$Q_0 = F \cdot h \cdot K_n \cdot K_n \cdot \theta \cdot \rho_n \quad (1)$$

Извлекаемые запасы нефти определялись по формуле:

$$Q_{из} = F \cdot h \cdot K_n \cdot K_n \cdot \theta \cdot \rho_n \cdot \eta_n \quad (2)$$

где:

Q – начальные балансовые запасы нефти, тыс. тонн;

F – площадь нефтеносности, тыс. m^2 ;

h – эффективная нефтенасыщенная толщина, м;

K_p – коэффициент пористости, доли ед.;

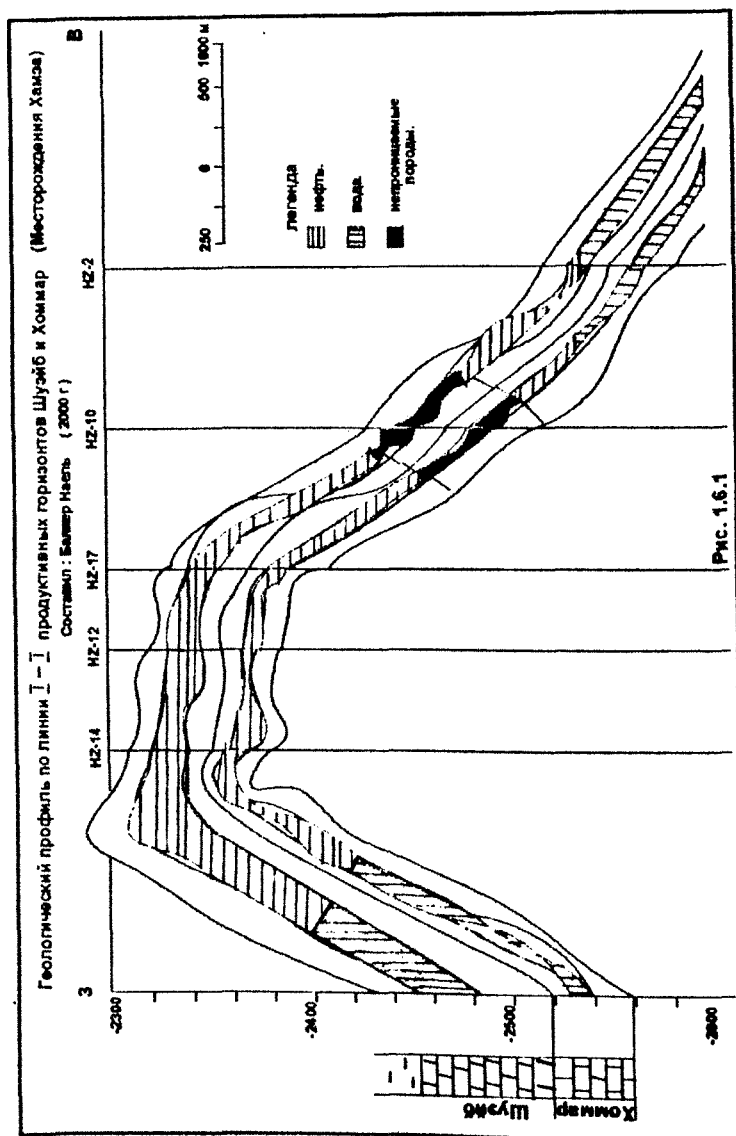
K_n – коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.;

θ – пересчетный коэффициент для перевода нефти в поверхностные (стандартные) условия;

ρ_n – плотность сепарированной нефти, $г/см^3$;

η_n – коэффициент извлечения нефти.

При определении площади нефтеносности F особую сложность представляло положение водо-нефтяного контакта (ВНК). В отличие от данных, приведенных в работах Core Laboratories [47, 54 и др.], где он установлен на абсолютной отметке - 2341 м, нами предполагается наклонный в восточном направлении ВНК (рис. 1.6.1). Основанием для этого послужило получение притоков нефти из интервалов на разных глубинах в центральной



и восточной частях месторождения во всех скважинах значительно ниже приведенной выше отметки.

В продуктивном горизонте Шуэйба ВНК определяется по нижней границе перфорированного интервала в скважине № HZ-14 на отметке – 2324 м; № HZ-12 – 2341,8 м; № HZ-17 – 2357,7 м; № HZ-2 – 2533 м. Учитывая гидродинамику вод пласта и приведенные выше отметки по скважинам, ВНК можно провести в западной части залежи на отметке – 2420 м, в восточной – на отметке – 2533 м (рис. 1.6.2). В продуктивном горизонте Хоммара он предполагается, исходя из вышеприведенного критерия, в скважине № HZ-14 на отметке 2366,5 м; № HZ-1 – 2376,1 м; № HZ-12 – 2385,8 м; № HZ-17 – 2392,7 м. Учитывая единую гидродинамическую систему, можно предположить ВНК в восточной части на глубине тоже – 2533 м. Проведя ВНК с тем же гидродинамическим уклоном в западной части структуры он определяется на отметке – 2470 м (рис. 1.6.1, 1.6.3).

Площадь нефтеносности F , ограниченная на севере и юге сбросами определялась по структурным картам, проведенным по кровле границ продуктивных горизонтов. Она составила по горизонту Шуэйба 2900 тыс. м² и по горизонту Хоммара – 2200 тыс. м².

Эффективная нефтенасыщенная толщина, принятая по гидродинамическим исследованиям горизонта Хоммара, изменяется по скважинам HZ-1, HZ-2, HZ-12 и HZ-14 от 5,4 до 8,4 м, в среднем составляя 6,9 м. Эта величина принята при оценке запасов. Эффективная нефтенасыщенная толщина горизонта Шуэйба известная по скважине HZ-12, составила 7,9 м. Она принята при оценке запасов. Открытая пористость пород горизонта Хоммара изменяется по площади от 5,8 до 12,0 % (рис. 1.6.4). В продуктивной части разреза по скважинам она изменяется от 9,6 до 16 %, в среднем составляя 12 %. Это значение принято при оценке запасов.

Проницаемость пород Хоммарской формации определялась по скважинам по зависимостям, приведенным на рис. 1.5.5:

- для поровых коллекторов

Месторождение Хамза
Структурная карта по кровле горизонта Шуэйба
Составил: Балжар Невель
2000 г.

Масштаб 1:25000
250 0 500 1000 м

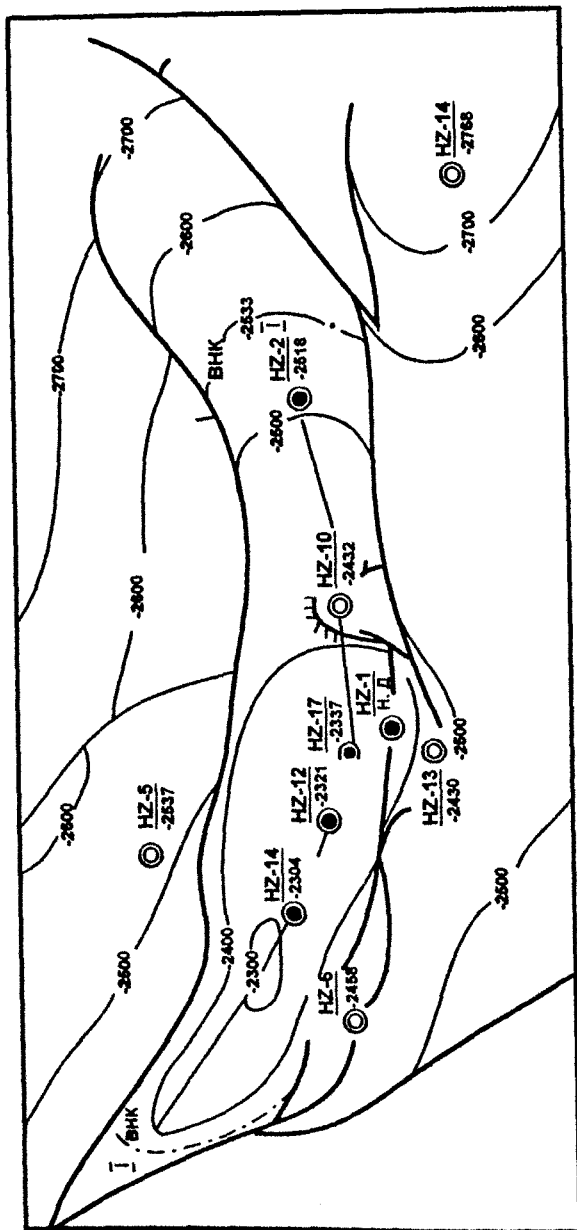


Рис. 1.6.2

Месторождение Хамза.
Структурная карта по кровле горизонта Хоммар.
Составил: Балкер Нээль
2000 г.

Масштаб 1:25000

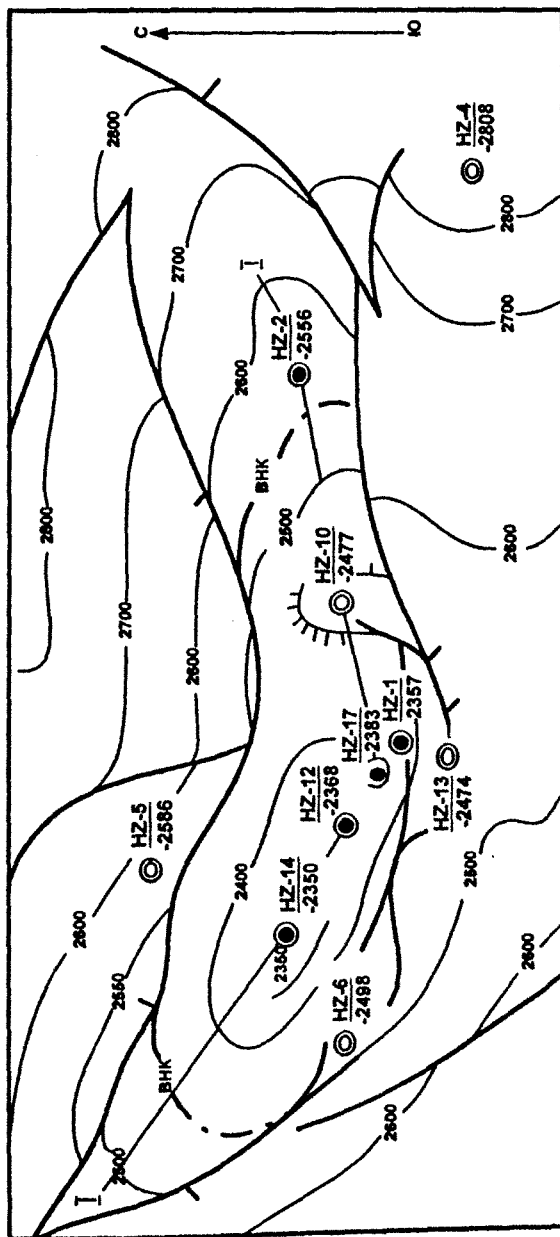


Рис. 1.6.3

Месторождение Хамза
Карта пористости пород горизонта Хоммар
Составил : Балкер Наель
2000 г.

Масштаб 1:25000
250 0 500 1000 м

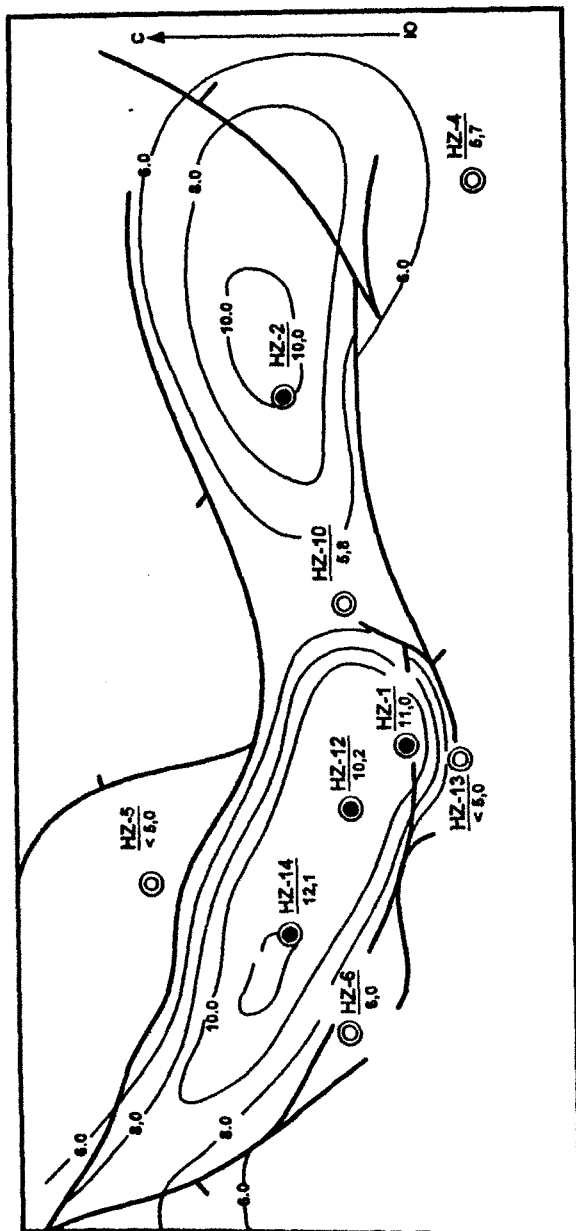
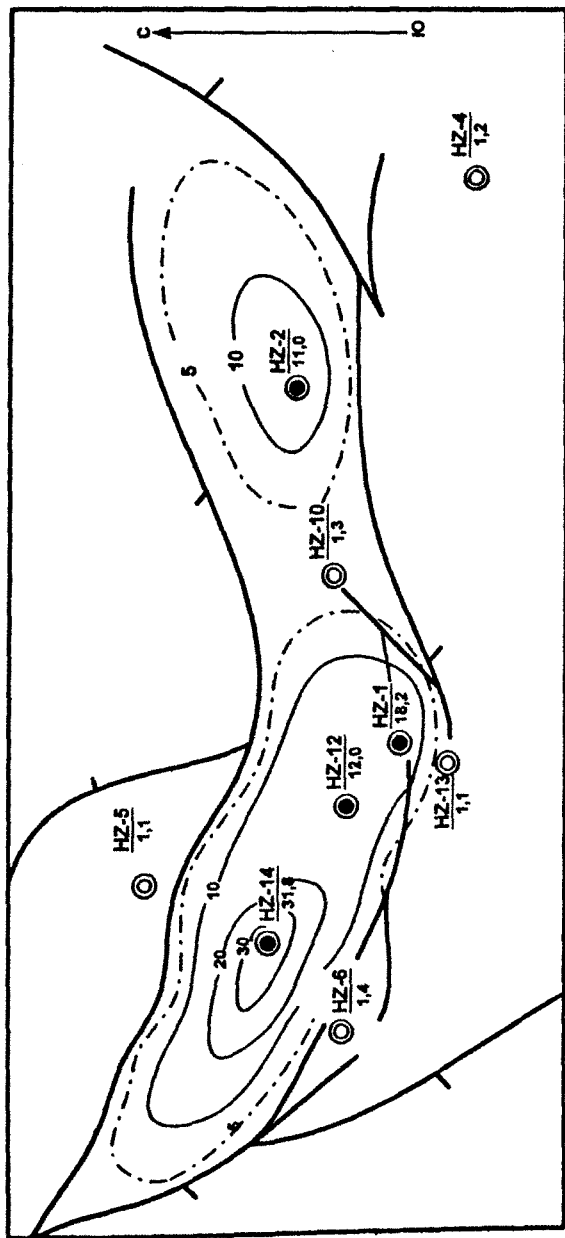


Рис. 1.6.4

Месторождение Хамза
Карта проницаемости пород (коллекторов порового типа)
горизонта Хоммар
Составил : Балкер Наель
2000 г.

Масштаб 1:25000

250 0 500 1000 м



Примечание : Расчет выполнен по зависимости : $\lg K_{пр} = 0,2201 \cdot K_{п-1,1601}$

Рис. 1.6.5

$$\lg K_{\text{пр}} = 0,2201 \times K_{\text{п}} - 1,1601 \quad (3)$$

- для порово-трещинных коллекторов

$$\lg K_{\text{пр}} = 0,2788 + 0,1294 K_{\text{п}} \quad (4)$$

Вычисленные по ним значения проницаемости в коллекторах порового типа изменяются в среднем по скважинам от 1,3 до 31,8 мД (рис. 1.6.5), а в коллекторах порово-трещинного типа – от 8,5 до 69,2 мД (рис. 1.6.6). По гидродинамическим определениям средняя проницаемость пород Хоммарского горизонта составляет 120 мД.

Открытая пористость пород горизонта Шуэйба выше, чем в Хоммарском горизонте. Она изменяется в среднем по скважинам от 10 до 16,9 %, в среднем составляя 15 % (рис. 1.6.7). Это значение пористости принято при оценке запасов нефти.

Проницаемость пород Шуэйбской формации определялась по скважинам по зависимостям, приведенным на рис. 1.5.5 и 1.5.6:

- для поровых коллекторов

$$\lg K_{\text{пр}} = 0,1862 \times K_{\text{п}} - 2,0327 \quad (5)$$

- для порово-трещинных коллекторов

$$\lg K_{\text{пр}} = 0,2788 + 0,1294 \times K_{\text{п}} \quad (6)$$

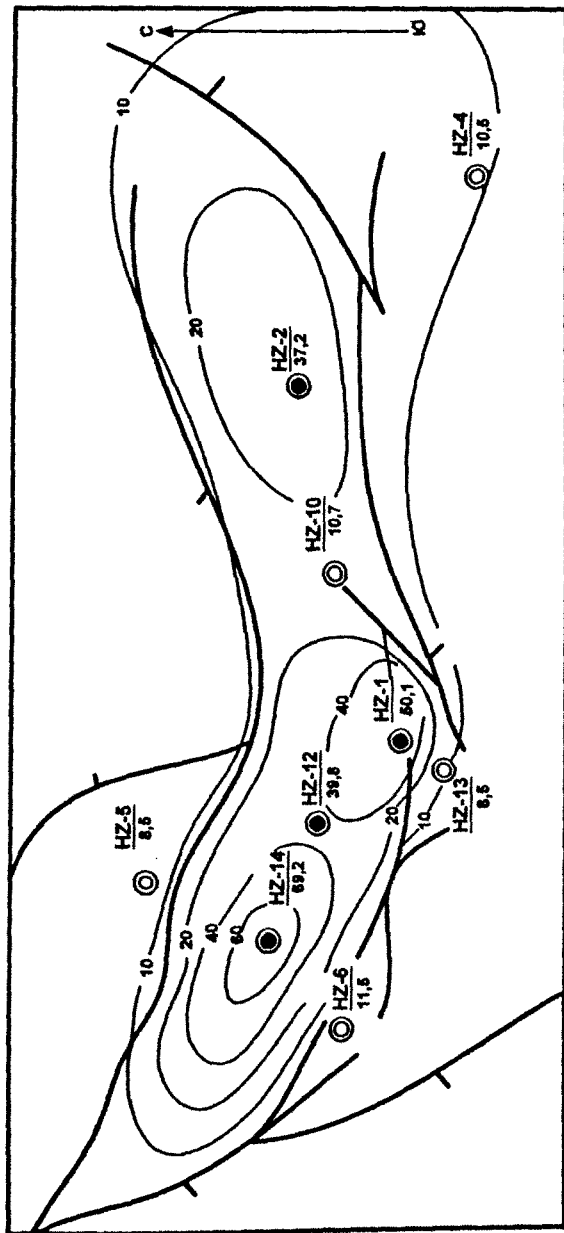
$$\lg K_{\text{пр}} = 0,09 + 0,235 \times K_{\text{п}} \quad (7)$$

Приведенные на построенных картах средние значения проницаемости для коллекторов порового типа изменяются по скважинам от 1,5 до 12,9 мД (рис. 1.6.8). В коллекторах порово-трещинного типа средние значения проницаемости, рассчитанные по формулам (6) и (7) резко различаются между собой. В соответствии с зависимостью (6) они изменяются от 37,2 до 295,1 мД, что ближе к действительности (рис. 1.6.9), а по формуле (7) – от 275,4 до 11481,5 мД (рис. 1.6.10). По гидродинамическим расчетам средняя проницаемость пород Шуэйбского горизонта составляет 140 мД.

Как видно из приведенных карт максимальные значения открытой пористости и проницаемости приурочены к западной сводовой части залежи.

Месторождение Хамза
Карта проницаемости пород(коллекторов порово-трещинного типа)
горизонта Хоммар
Составил : Балкер Нэель
2000 г.

Масштаб 1:25000
250 0 500 1000 м



Примечание : Расчет выполнен по зависимости : $\lg K_{пр} = 0,2788 + 0,1294 \cdot K_{п}$

Рис. 1.6.6

Месторождение Хамза
Карта пористости пород горизонта Шуэйба
Составил: Балкер Нәелъ
2000 г.

Масштаб 1:25000
250 0 500 1000 м

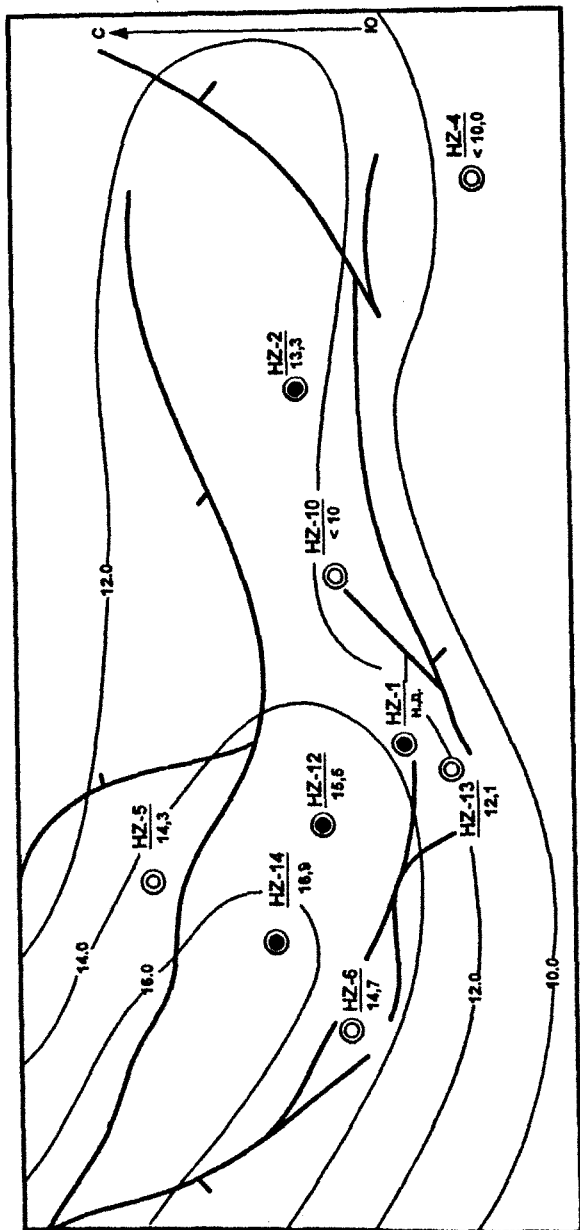
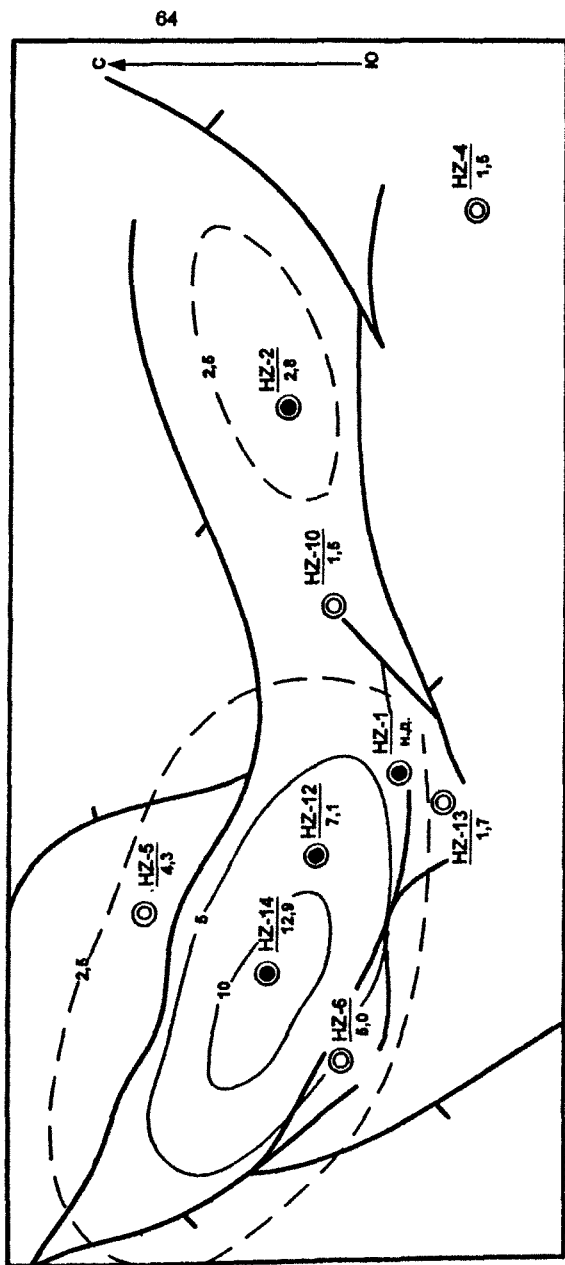


Рис. 1.6.7

Месторождение Хамза
Карта проницаемости пород (коллекторов порового типа)
горизонта Шуэйба
Составил: Балкер Неель
2000 г.

Масштаб 1:25000
250 0 500 1000 м

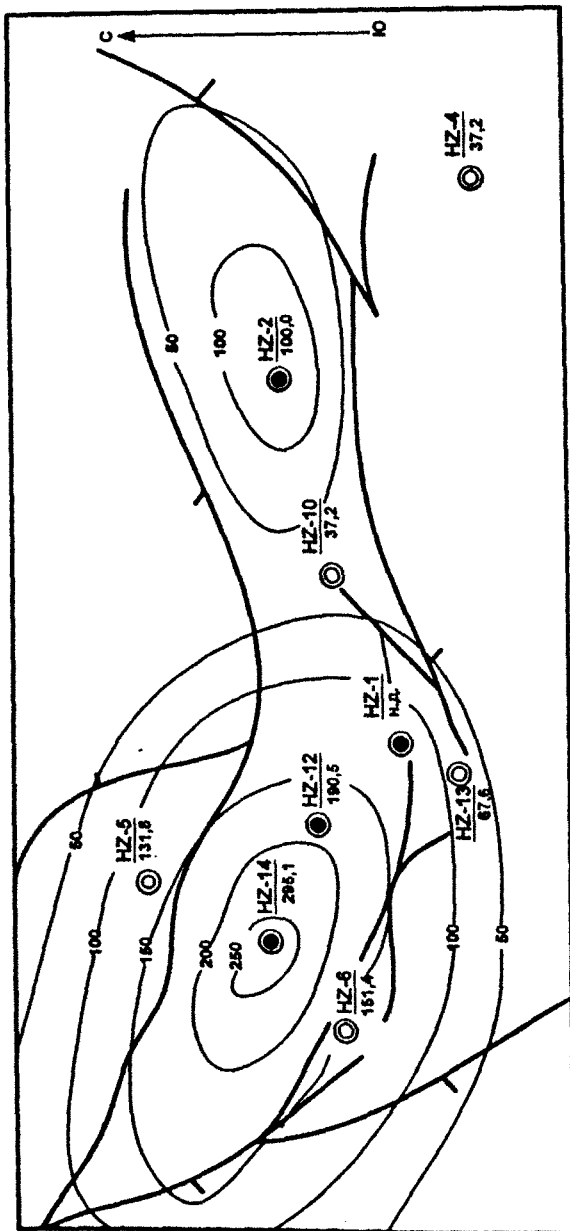


Примечание: Расчет выполнен по зависимости: $\lg K_{пр} = 0,1862 \cdot K_{п-2,0327}$

Рис. 1.6.8

Месторождение Хамза
Карта проницаемости пород(коллекторов порово-трещинного типа)
горизонта Шуэйба
Составил : Балкер Неель
2000 г.

Масштаб 1:25000
250 0 500 1000 м



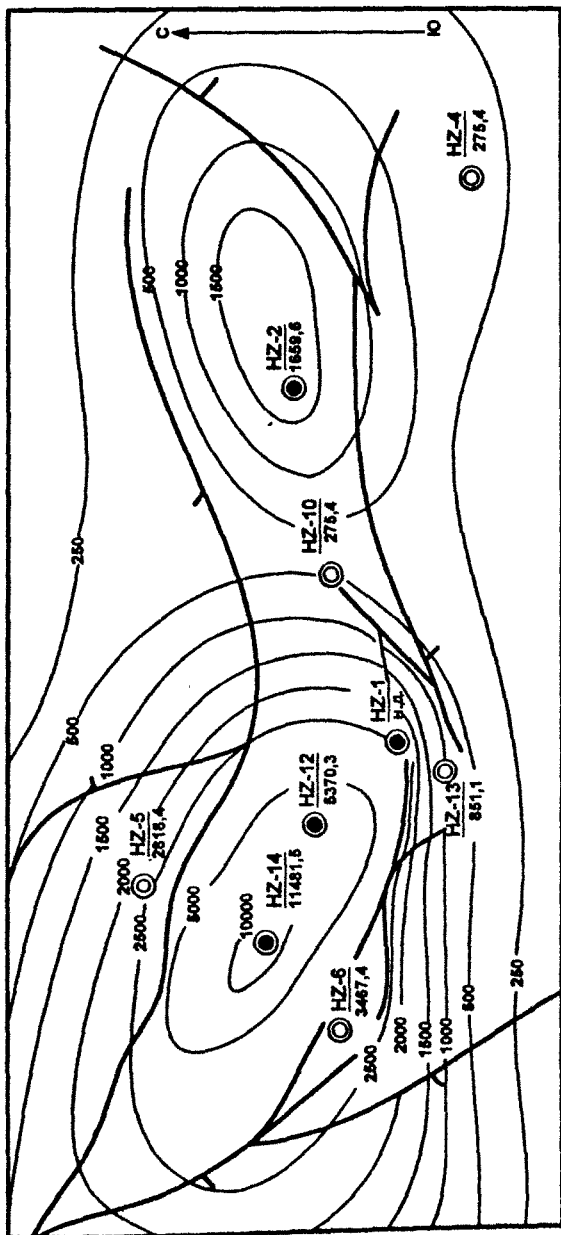
Примечание : Расчет выполнен по зависимости : $\lg K_{пр} = 0,2788 + 0,1294 \cdot K_{п}$

Рис. 1.6.9

Месторождение Хамза

Карта проницаемости пород(коллекторов порово-трещинного типа)
горизонта Шуэйба
Составил : Балкер Наель
2000 г.

Масштаб 1:25000
250 0 500 1000 м



Примечание : Расчет выполнен по зависимости : $\lg K_{пр} = 0,09 + 0,235 \cdot K_{п}$

Рис. 1.6.10

В законтурных скважинах коллекторские свойства пород значительно ухудшаются.

Коэффициент нефтенасыщенности (K_n) определялся через водонасыщенность (K_w) по формуле $K_n = 1 - K_w$.

Определение водонасыщенности выполнено Core Laboratories Engineering и Consulting Department на основании специальных анализов ядра [49]. Средняя величина остаточной водонасыщенности по этим данным равнялась для Хоммарской формации 11,8 %. Величина средней остаточной водонасыщенности, подсчитанная по результатам ГИС со съемной грунтоносной равнялась 19 %. По результатам этих исследований значения коэффициента нефтенасыщенности соответственно составили 0,882 и 0,81. Они использовались при оценке запасов нефти.

Для Шуэйбской формации значения водонасыщенности, определенные по приведенным выше критериям равнялись 11,6 и 21,5 %. Отсюда коэффициенты нефтенасыщенности, принятые при оценке запасов, составили соответственно 0,884 и 0,785.

Плотность дегазированной нефти, величину пересчетного коэффициента оценивали по данным глубинных проб.

Объемные коэффициенты пластовой нефти (b) по продуктивным скважинам изменялись в горизонте Хоммара от 1,06 (скв. HZ-14) до 1,14 (скв. HZ-2). Для горизонта Шуэйба они приняты по данным скв. HZ-12, где равнялись 1,14. Пересчетные коэффициенты (θ), величины обратные объемным коэффициентам, для перевода нефти в стандартные (поверхностные) условия, соответственно составили 0,877 (скв. HZ-2 и HZ-12) и 0,943 (скв. HZ-14).

Для оценки запасов нефти приняты пересчетные коэффициенты (θ) 0,92 для горизонта Хоммара и 0,877 для горизонта Шуэйба.

Удельный вес нефти для обоих горизонтов 0,87 г/см³.

Коэффициент извлечения нефти (η_n) принят нами по данным Core Laboratories, при условии продуктивного водонефтяного фактора (ВНФ)

равного 25 и для случая эффективного вытеснения нефти при пятиточечной схеме. В соответствии с этими условиями η_m для горизонта Хоммара составил 25 % и горизонта Шуэйба 21,2 %.

Исходя из принятых значений подсчетных параметров начальные балансовые и извлекаемые запасы нефти составили соответственно:

В горизонте Хоммара при водонасыщенности 11,8 %: - 1286 тыс. т (9318,8 тыс. барр.) – 321,5 тыс. т (2329,7 тыс. барр.);

при водонасыщенности 19 %: - 1181,0 тыс. т (8558,0 тыс. барр.) и – 295,3 тыс. т (2139,5 тыс. барр.);

В горизонта Шуэйба:

при водонасыщенности 11,6 %: - 2317,9 тыс. т (16796,4 тыс. барр.), - 491,4 тыс. т (3560,8 тыс. барр.);

при водонасыщенности 21,5 %:

- 2058,3 тыс. т (14915,2 тыс. барр.), - 436,4 тыс. т (3162,0 тыс. барр.).

В целом по месторождению Хамза начальные балансовые и извлекаемые запасы нефти составили соответственно:

По I варианту (при водонасыщенности 11,8 и 11,6 %):

- 3603,9 тыс. т (26115,2 тыс. барр.),

- 812,9 тыс. т (5890,5 тыс. барр.);

По II варианту (при водонасыщенности 19 и 21,5 %):

- 3239,3 тыс. т (23473,2 тыс. барр.),

- 731,7 тыс. т (5301,5 тыс. барр.) (Таблица 1.6.1.).

Метод материального баланса

Метод материального баланса основан на законе сохранения материи, который можно сформулировать следующим образом: количество УВ, находящихся в залежи до начала разработки, равно количеству извлеченных плюс оставшиеся в залежи УВ на любую произвольную дату разработки.

Метод материального баланса – динамический метод. Режим работы любой залежи представляет собой комплекс естественных и искусственных

Таблица 1.6.1
Начальные балансовые и извлекаемые запасы нефти месторождения Ханза

Горизонт	Площадь нефтеносности, F тыс. м ²	Эффективная толщина нефтенос. H , м	Коэффициенты, доле ед.		Плотность нефти, ρ , г/см ³	Начальные балансовые запасы нефти, Q_0 тыс. барр.	Коэффициент извлечения η_n	Извлекаемые запасы нефти $Q_{из}$ тыс. барр.
			Пористости K_p	Нефтенасыщенности K_n				
I вариант, при водонасыщенности 11,8 и 11,6 %								
Хоммара	2200	6,9	0,12	0,882	0,92	1286 9318,8	0,25	321,5 2329,7
Шуэйба	2900	7,9	0,15	0,884	0,877	2317,9 16796,4	0,212	491,4 3560,8
II вариант, при водонасыщенности 19 и 21,5 %								
Хоммара	2200	6,9	0,12	0,81	0,92	1181,0 8558,0	0,25	295,3 2139,5
Шуэйба	2900	7,9	0,15	0,785	0,877	2058,3 14915,2	0,212	436,4 3162,0
ИТОГО						3239,3 23473,2		731,7 5301,5

сил, которые способствуют движению жидкости по пласту и обуславливают ее вытеснение из пласта коллектора к забоям эксплуатационных скважин.

На месторождении Хамза на первом этапе разработки залежей действовал упругий режим работы залежей, основным условием которого является превышение пластового давления над давлением насыщения, что обеспечивает однофазное состояние жидкости в пласте. На втором этапе будет наблюдаться упруго-водонапорный режим работы залежей, когда вступят в действие упругие силы водонапорной системы, которые будут проявлять себя в виде напора воды. Так как движение жидкости к скважинам начинается за счет использования энергии упругой деформации пластовой системы сначала в окрестности забоя, а затем в более удаленных областях пласта, поэтому на самом раннем этапе разработки наибольшее влияние на добычу нефти оказывают упругие силы самой залежи, а затем уже упругие силы водонапорной системы.

В диссертации при оценке запасов нефти методом материального баланса в основу положены исходные параметры первых лет (месяцев) разработки залежей месторождения Хамза – безводный период разработки. При расчетах использовались данные зависимости статических пластовых давлений от суммарной добычи нефти по каждому горизонту в отдельности (рис. 1.6.2.1, 1.6.2.2, Таблицы 1.6.2.1, 1.6.2.2).

График статических пластовых давлений в зависимости от суммарной добычи нефти в Хоммарской формации

Составил : Балкер Наель
по данным Core Laboratories
2000 г.

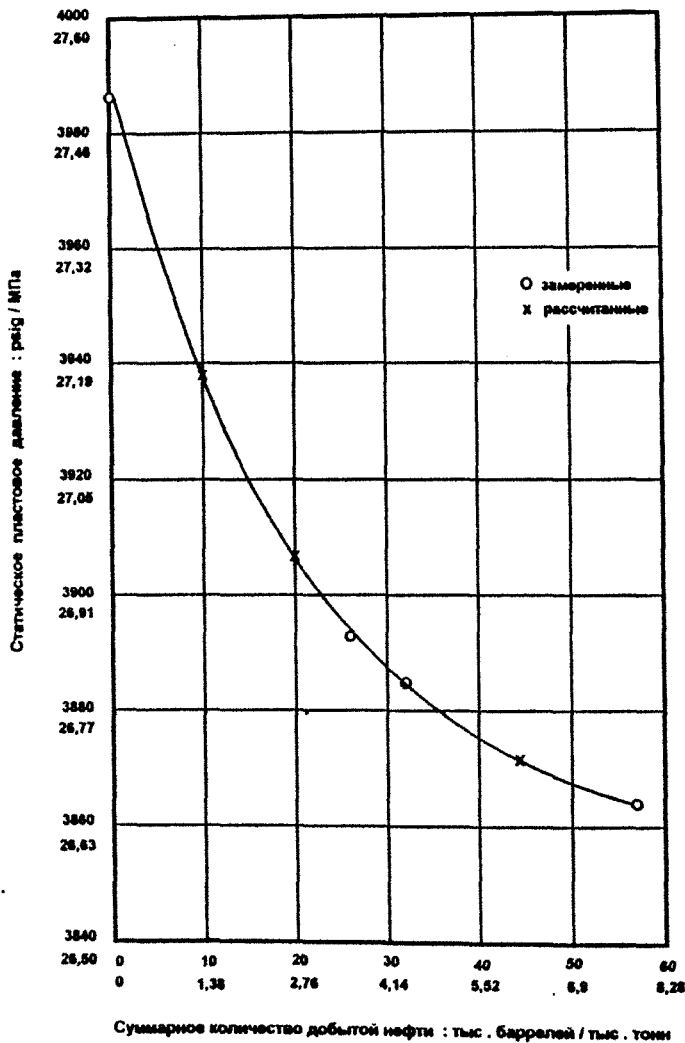


Рис. 1.6.2.1

График статических пластовых давлений в зависимости от суммарной добычи нефти в Шуэйдской формации

Составил : Балкер Наель
по данным Core Laboratories
2000 г.

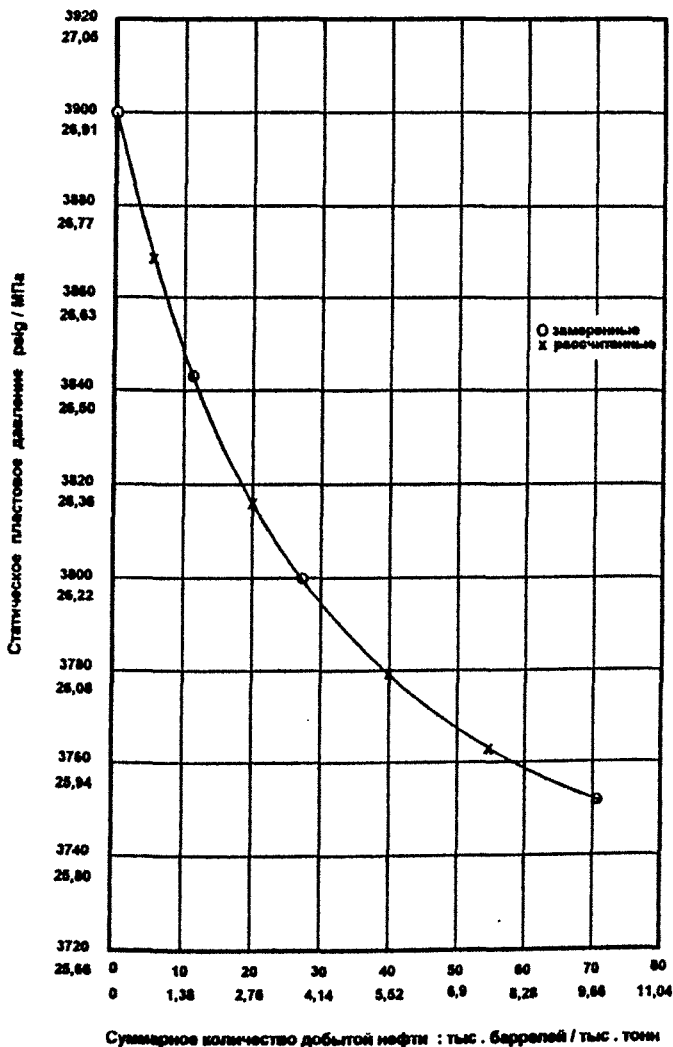


Рис. 1.6.2.2

Таблица 1.6.2.1

Исходные данные для расчетов оценки запасов нефти методом
материального баланса. Горизонт Хоммара

Давление		Накопленная добыча нефти		Объемный коэффициент
Psig	МПа	STB	T	
3988	27,52	0	0	1,0546
3938	27,17	10 000	1380	1,0548
3909	26,97	20 000	2760	1,0550
3894	26,87	27 045	3732	1,0551
3887	26,82	32 500	4485	1,0551
3872	26,72	45 000	6210	1,0552
3863	26,65	56 908	7853	1,0552

Таблица 1.6.2.2

Исходные данные для расчетов оценки запасов нефти методом
материального баланса. Горизонт Шуэйба

Давление	Накопленная добыча нефти			Объемный коэффициент
	МПа	STB	т	
Psig				
3900	26,91	0	0	1,1418
3868	26,69	5000	690	1,1420
3843	26,52	11013	1520	1,1422
3815	26,32	20000	2760	1,1423
3800	26,22	26650	3678	1,1424
3780	26,08	40000	5520	1,1425
3764	25,97	55000	7590	1,1426
3750	25,88	70650	9750	1,1426

Расчеты оценки запасов проводились исходя из двух различных предположений относительно доли трещинного объема в величинах пластовой пористости. Первое предположение заключалось в том, что ни в одной из двух формаций нет значительного трещинного объема. Второе предположение предусматривало наличие трещинного объема, занимавшего 1,9 % порового объема в каждой формации. Это значение получено при специальных исследованиях керна и данных каротажа скважин.

Наличие трещинного объема привело к более высоким значениям сжимаемости породы (см. таблицу 1.6.2.3), что в свою очередь отразилось на оценке запасов нефти.

Таблица 1.6.2.3

Расчетные коэффициенты сжимаемости породы

Формация	Пористость, %%	Трещинный объем пор, %%	Сжимаемость породы, 1/Мпа
Шуэб	12,3	0	$2,9 \times 10^{-4}$
	12,3	1,9	$5,5 \times 10^{-4}$
Хоммар	10,5	0	$3,5 \times 10^{-4}$
	10,5	1,9	$6,1 \times 10^{-4}$

Поскольку не наблюдалось обводнения в скважинах, законченных и опробованных в Шуэйбской и Хоммарской формациях на дату подсчета, вполне вероятно, что начальная водонасыщенность в этих формациях является остаточной. Средние величины остаточной водонасыщенности, подсчитанные при проведении специальных анализов керна составили 11,6 % для Шуэйбской и 11,8 % для Хоммарской формации. Однако, величины средней начальной водонасыщенности, подсчитанные по результатам геофизических исследований скважин со съемной грунтоносной равнялись 21,5 % для Шуэйбской и 19 % для Хоммарской формаций.

Поэтому подсчеты запасов нефти способом материального баланса были сделаны для обоих вариантов водонасыщенности, так как они существенным образом влияли на коэффициент нефтенасыщенности.

Таким образом, по каждой формации было выполнено по 4 оценки запасов нефти способом материального баланса.

Эти расчеты выполнялись по формуле: (Ф.А. Гришин, 1985, с. 139)

$$Q_0 = \frac{Q_n b - (W_e - W_p) \lambda}{b_0 (K_n \beta_n + K_w \beta_w + \beta_r) \Delta P K_n}$$

где Q_n – накопленная добыча нефти (баррели, т, m^3);

Q_0 – начальные балансовые запасы нефти (тыс. баррелей, тыс. т);

b – объемный коэффициент пластовой нефти при давлении P ;

b_0 – объемный коэффициент пластовой нефти при давлении P_0 ;

W_p – накопленная добыча воды, m^3 ;

W_e – количество внедрившейся в пласт воды, m^3 ;

λ – объемный коэффициент пластовой воды = 1;

K_n – коэффициент начальной нефтенасыщенности;

K_w – коэффициент начальной водонасыщенности;

$\beta_n, \beta_w, \beta_r$ – коэффициенты сжимаемости нефти, воды и породы;

P – среднее пластовое давление в залежи по состоянию на 1 января 1987 г., МПа;

P_0 – среднее начальное пластовое давление, МПа;

ΔP – градиент давления (разность между P_0 и P).

Коэффициент сжимаемости нефти в условиях пластового давления выше давления насыщения определялся по формуле:

$$\beta_n = \frac{b - b_0}{b_0 \Delta p}$$

На рассматриваемый момент времени, соответствующий среднему текущему давлению « P », накопленная добыча воды отсутствовала в обоих горизонтах, т.е. $W_p=0$.

Количество внедрившейся в пласт воды « W_e » из законтурной области, по мере добычи нефти, ввиду отсутствия скважин вблизи ВНК и исходных параметров, определялось расчетным путем с использованием данных о количестве начальных балансовых запасов нефти, полученных объемным методом, по формуле:

$$W_e = Q_n b - \frac{Q_0 b_0 (K_n \beta_n + K_s \beta_s + \beta_n) \Delta P}{K_n}$$

Подсчетные параметры и оценка запасов нефти месторождения Хамза методом материального баланса приведена в таблицах 1.6.2.4, 1.6.2.5.

Сравнительная оценка запасов нефти, выполненными методами объемным и материального баланса отражена в таблице 1.6.2.6. Как следует из таблицы наиболее близки между собой значения балансовых запасов нефти при водонасыщенности пород 19 % в горизонте Хоммара и 21,5 % в горизонте

Сравнительная оценка запасов нефти, выполненными методами объемным и материального баланса отражена в таблице 1.6.2.6. Как следует из таблицы наиболее близки между собой значения балансовых запасов нефти при водонасыщенности пород 19 % в горизонте Хоммара и 21,5 % в горизонте Шуэйба. Они составляют в сумме соответственно 3239,3 тыс. т ($23,5 \times 10^6$ барр.) – объемным методом и 3086,0 тыс. т ($22,4 \times 10^6$ барр.) – методом материального баланса.

Таким образом, месторождение Хамза 2-х пластовое, с краевой водой, по запасам относится к категории мелких и содержит среднюю по плотности, бессернистую нефть, залегающую на благоприятных для разработки глубинах 2800 – 3000 м.

Таблица 1.6.2.4
Подсчетные параметры и оценка начальных балансовых запасов нефти месторождения Хамза методом
материального баланса. Горизонт Хоммара

Параметры	Без учета трещинной пористости		С учетом трещинной пористости 1,9 %	
	Водонасыщенность 11,8 %	Водонасыщенность 19 %	Водонасыщенность 11,8 %	Водонасыщенность 19 %
Q_0 , барр/г; м ³	$\frac{56908}{7853,3; 9048,4}$	$\frac{56908}{7853,3; 9048,4}$	$\frac{56908}{7853,3; 9048,4}$	$\frac{56908}{7853,3; 9048,4}$
b доли ед.	1,0552	1,0552	1,0552	1,0552
b_0 доли ед.	1,0546	1,0546	1,0546	1,0546
W_P , м ³	0	0	0	0
$K_{\text{ср}}$ доли ед.	0,118	0,19	0,118	0,19
$K_{\text{ср}}$ доли ед.	0,882	0,81	0,882	0,81
P psi/МПа	3863/26,65	3863/26,65	3863/26,65	3863/26,65
P_0 , psi/МПа	3988/27,52	3988/27,52	3988/27,52	3988/27,52
ΔP , psi/МПа	125/0,86	125/0,86	125/0,86	125/0,86
β_0 , 1/МПа	0,00066	0,00066	0,00066	0,00066
β_0 , 1/МПа	0,00043	0,00043	0,00043	0,00043
β_0 , 1/МПа	0,00035	0,00035	0,00061	0,00061
W_0 , м ³	8248,0	8270,1	7904,2	7926,3
Q_0 , тыс.л/тыс.барр.	$\frac{1119,1}{8109,4}$	$\frac{1027,6}{7446,4}$	$\frac{1119,1}{8109,4}$	$\frac{1027,6}{7446,4}$

Таблица 1.6.2.5

Подсчетные параметры и оценка начальных балансовых запасов нефти месторождения Хамза
методом материального баланса горизонта Шуйба

Параметры	Без учета трещинной пористости		С учетом трещинной пористости 1,9 %	
	Водонасыщенность 11,6 %	Водонасыщенность 21,5 %	Водонасыщенность 11,6 %	Водонасыщенность 21,5 %
Q_d барр/т; м ³	70650 9750; 11233,4	70650 9750; 11233,4	70650 9750; 11233,4	70650 9750; 11233,4
b доли ед.	1,1426	1,1426	1,1426	1,1426
b_0 доли ед.	1,1418	1,1418	1,1418	1,1418
W_p , м ³	0	0	0	0
K_{sp} доли ед.	0,116	0,215	0,116	0,215
K_{sw} доли ед.	0,884	0,785	0,884	0,785
P psi/МПа	3750/25,88	3750/25,88	3750/25,88	3750/25,88
P_p psi/МПа	3900/26,91	3900/26,91	3900/26,91	3900/26,91
ΔP , psi/МПа	150/1,035	150/1,035	150/1,035	150/1,035
β_w , 1/МПа	0,000677	0,000677	0,000677	0,000677
β_n , 1/МПа	0,00043	0,00043	0,00043	0,00043
β_g , 1/МПа	0,00029	0,00029	0,00055	0,00055
W_g , м ³	9881,5	9582,3	8567,8	8656,3
Q_0 тыс.т/тыс.барр.	2049,3 14850,0	2058,4 14915,9	2318,3 16799,3	2058,4 14915,9

Таблица 1.6.2.6

**Сравнительная оценка запасов нефти месторождения Хамза, выполненных
методами объемным и материального баланса (в тыс.т/тыс.барр.)**

<i>Горизонт Хамзар</i> (балансовые/извлекаемые, тыс. т)					
Объемный метод		Метод материального баланса			
Кв=11,8 %	Кв=19 %	К в трещ. = 0		К в трещ. = 1,9 %	
		Кв=11,8 %	Кв=19 %	Кв=11,8 %	Кв=19 %
1286	1181,0	1119,1	1027,6	1119,1	1027,6
321,5	295,3	279,8	256,9	279,8	256,9
<i>Горизонт Шуэнь</i>					
Объемный метод		Метод материального баланса			
Кв=11,6 %	Кв=21,5 %	К в трещ. = 0		К в трещ. = 1,9 %	
		Кв=11,6 %	Кв=21,5 %	Кв=11,6 %	Кв=21,5 %
2317,2	2058,3	2049,3	2058,4	2318,3	2058,4
491,4	436,4	434,5	436,4	491,5	436,4
<i>Всего на месторождении</i>					
Объемный метод		Метод материального баланса			
Кв=11,6	Кв=19 21,5	К в трещ. = 0		К в трещ. = 1,9 %	
		Кв=11,6 %	Кв=19 %	Кв=11,6 %	Кв=19 %
3603,9	3239,3	3168,4	3086,0	3437,4	3086,0
812,9	731,7	714,3	693,3	771,3	693,3

Глава 2.

Некоторые вопросы гидродинамических методов исследования залежей Шуэйба и Хоммара месторождения Хамза

Рациональная и эффективная система разработки зависит от количества и качества информации, получаемой от исследования скважин и пластов. На базе данных, полученных в результате гидродинамических методов исследования, проектируется процесс разработки месторождений, регулируется процесс добычи нефти, анализируется эффективность разработки объектов.

Следует заметить, что наряду с другими методами изучения коллекторских свойств (геологическими, геофизическими, петрофизическими), гидродинамические исследования позволяют получить особенно ценную интегральную характеристику исследуемого пласта.

Применяемые методы определения свойств пластов на месторождении Хамза можно подразделить на два основных типа: при установившемся и неустановившемся режиме фильтрации.

2.1. Исследование скважин при установившемся режиме фильтрации

Исследование скважин при этом режиме фильтрации основано на последовательном неоднократном изменении давления на забое исследуемой скважины и получении при установившемся забойном давлении стабильного дебита.

При установившемся режиме работы скважины фильтрация жидкости в однородном пласте при линейном законе определяется, как

$$q = \frac{2 \pi K h}{\mu} \cdot \frac{P_m - P_c}{\ln \frac{R}{r_c}} \quad (2.1)$$

Из данного уравнения видно, что дебит жидкости q зависит от депрессии $(P_m - P_c)$, которая является независимым аргументом. Группу постоянных величин, входящих в эту формулу можно обозначить $K_{\text{прод}}$ [12] (коэффициент продуктивности).

$$K_{\text{прод}} = \frac{2 \pi K h}{\mu \ln \frac{R}{r_c}} \quad (2.2),$$

тогда дебит

$$q = K_{\text{прод}}(P_m - P_c) \quad (2.3).$$

$$\text{Отсюда} \quad K_{\text{прод}} = \frac{q}{P_m - P_c} \quad (2.4)$$

т.е. коэффициент продуктивности есть суточный дебит скважины, приходящийся на единицу депрессии.

Формула 2.3 получила название формулы притока.

Последовательно изменяя забойное давление P_c (или ΔP) и измеряя при этом дебит, строится зависимость q в функции P_c (или депрессии $\Delta P = P_m - P_c$). Эта «индикаторная линия» будет прямой, угол наклона которой характеризует коэффициент продуктивности. По значению его можно определить гидропроводность.

$$\frac{Kh}{\mu} = \frac{q}{P_{\text{из}} - P_c} \cdot \frac{\ln \frac{R_k}{r_c}}{2\pi} = K_{\text{прод}} \cdot \frac{\ln \frac{R_k}{r_c}}{2\pi} \quad (2.5).$$

За радиус контура питания R_k на разрабатываемых месторождениях принимается половина расстояния между скважинами. На разведочных площадях, к которым следует относить месторождение Хамза, за радиус питания рекомендуется принимать радиус влияния скважины R_{np} :

$$R_k = R_{np} = 1,5 \dots 1,8 \sqrt{\chi t}, \quad (2.6)$$

где t — время с момента пуска скважины, с.

Пьезопроводность χ определяется как

$$\chi = \frac{K}{\mu (m \beta_x + \beta_c)} \quad (2.7)$$

Радиус скважины r_c определяется по диаметру долота, если исследуемая скважина совершенна по степени и характеру вскрытия.

Горизонт Шуэйт

При установившемся режиме фильтрации горизонт Шуэйт изучался в скважине HZ-12 (инт. 2891–2895 м) 24–28 апреля 1986г, с использованием различных диаметров штуцера 8/64", 12/64", 16/64" и 24/64" и замеров забойных давлений P_c и дебитов q_n .

Горизонт Шумб(2001-2006м)

Скважина НЗ-12.

Зависимость изменения забойного давления от дебита нефти.

Составит: Беглар Назар

2000 г.

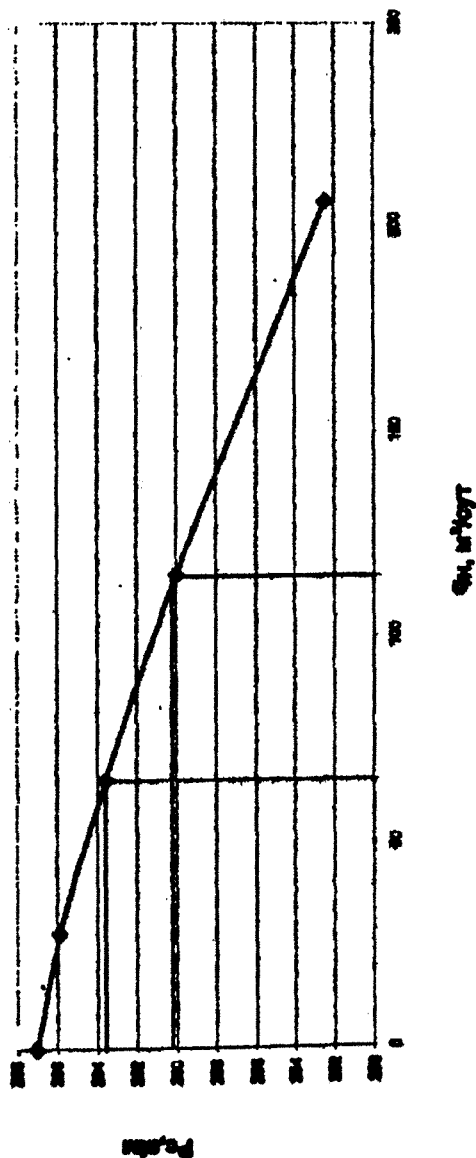


Рис. 2.1.1

Графическое изображение зависимости $q_n=f(P_c)$ приведено на рис. 2.1.1.

Экстраполируя индикаторную линию до пересечения с осью ординат, можно определить пластовое давление, соответствующее нулевому значению дебита. В нашем случае пластовое давление составляет 267,2 атм. Экстраполяция индикаторной линии до пересечения с осью дебитов дает величину потенциального дебита $q_{пот}$, т.е. дебита при нулевом давлении на забое скважины. Эксплуатировать скважины при $q_{пот}$ по геологическим и техническим причинам практически нельзя. Искривление индикаторной линии в сторону от давлений означает увеличение фильтрационного сопротивления по сравнению со случаем фильтрации, описываемым линейным законом Дарси. Это объясняется изменением проницаемости и раскрытости микротрещин в породе при изменении внутрипластового давления.

При любом виде искривления индикаторной линии ее всегда можно аппроксимировать уравнением

$$q = K_{прод} \cdot (P_{пл} - P_c)^n \quad (2.8) [12].$$

Это уравнение называют общим уравнением притока.

Из таблицы 2.1.1 видно, что имеем ряд фактических замеров q_n и соответствующих этим дебитам замеров забойного давления P_c и вычисленных значений $K_{прод}$. Для вычисления среднего коэффициента продуктивности и забойного давления при трех режимах эксплуатации определяем общие уравнения притока:

$$\begin{aligned} \text{I} \quad & 27,8 = K_{прод}(P_{пл} - 265,9)^n \\ \text{II} \quad & 65,2 = K_{прод}(P_{пл} - 263,6)^n \\ \text{III} \quad & 115,0 = K_{прод}(P_{пл} - 260,0)^n \end{aligned} \quad (2.9)$$

(Таблица 2.1.1).

Дата исследования	Продолж и- тельность исследо- вания, сек	Диаметр штуцера Ø"	Дебит нефти q_n м ³ /сут	Забойное давление, P_c , атм	Депрессия на пласт, ΔP , атм	Коэффи- циент продуктив- ности $K_{прод}$, (м ³ /сут)/атм
24-25.04.86	64800	8/64	27,8	265,9	1,3	21,4
25-26.04.86	64800	12/64	65,2	263,6	3,6	18,1
26-27.04.86	90000	16/64	115,0	260,0	7,2	16,0
27-28.04.86	122400	24/64	206,1	252,5	14,7	14,0

Деля уравнение I на II, сокращая на $K_{\text{прод}}$ и логарифмируя правую и левую части найдем:

$$\frac{27,8}{65,2} = \left(\frac{P_m - 265,9}{P_m - 263,6} \right)^n \quad \text{или} \quad \ln \frac{27,8}{65,2} = n \ln \left(\frac{P_m - 265,9}{P_m - 263,6} \right) \quad (2.10)$$

Аналогично решая II с III, находим:

$$\ln \frac{65,2}{115,0} = n \ln \left(\frac{P_m - 263,6}{P_m - 260,0} \right) \quad (2.11).$$

Деля (2.10) на (2.11) и сокращая на n находим:

$$N = \frac{\ln \frac{27,8}{65,2}}{\ln \frac{65,2}{115,0}} = \frac{\ln \left(\frac{P_m - 265,9}{P_m - 263,6} \right)}{\ln \left(\frac{P_m - 263,6}{P_m - 260,0} \right)} = M \quad (2.12)$$

$$N = \frac{\ln 0,426}{\ln 0,567} = \frac{-0,853}{-0,567} = 1,50 \quad (2.13)$$

Графоаналитически, задаваясь близкими значениями P_m , равными последовательно 267,1; 267,2; 267,3; 267,4; 267,5, определяем M и строим график зависимости $M=f(P_m)$. На графике определяем такую точку P_m , при которой $M=N$. В нашем случае $P_m=267,1$ ат.

Решая уравнение (2.10) или (2.11) относительно искомого n и подставляя в него уже найденное $P_m=267,1$, находим:

$$n = 0,80 \quad (2.14)$$

И далее, из любого I, II или III уравнений, подставляя в них уже найденные $P_{нл}$ и n , определяем $K_{прод}$.

$$K_{прод.1} = \frac{27,8}{(267,1 - 265,9)^{0,8}} = 23,8 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{атм}$$

$$K_{прод.2} = \frac{65,2}{(267,1 - 263,6)^{0,8}} = 23,9 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{атм}$$

$$K_{прод.3} = \frac{115}{(267,1 - 260,0)^{0,8}} = 23,9 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{атм}$$

$$K_{прод.4} = \frac{206,1}{(267,1 - 252,5)^{0,8}} = 24,1 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{атм}$$

$$K_{прод.ср} = 23,9 \frac{\text{м}^3 / \text{сут}}{\text{атм}}$$

Как следует из приведенных расчетов решение «общего уравнения притока» привело к среднему значению продуктивности скважины, соответствующему начальному периоду исследования (24-25 апреля 1986 г).

Для дальнейших расчетов приняты результаты испытания скважины НЗ-12 при наиболее продолжительном последнем режиме эксплуатации:

($q_n=206,1 \text{ м}^3/\text{сут}$, $P_{нл}=267,2 \text{ атм}$; $P_{зав}=252,5 \text{ атм}$; $b_0=1,11 \text{ м}^3/\text{м}^3$; $\mu_0=2,2 \text{ сПз}$; $h_{ef}=7,9 \text{ м}$; $\beta_{ж}=\beta_n=6,8 \times 10^{-5} \text{ атм}^{-1}$; $\beta_c=5,5 \times 10^{-5} \text{ атм}^{-1}$; $m=0,15$; $r_c=7,8 \text{ см}$; $K_{пр}=140 \text{ мД}$)

Пьезопроводность горизонта Шуэйба в скв. НЗ-12, определенная по формуле (2.7) составляет:

$$\chi = \frac{140 \cdot 10^{-3}}{2,2(0,15 \cdot 6,8 + 5,5) \cdot 10^{-5}} = 979,0 \text{ см}^2 / \text{с}$$

Радиус контура питания согласно формуле (2.6) составляет:

$$R_x = 3294 \text{ м}$$

Дебит жидкости в пластовых условиях определяется как

$$q_n, \text{ м}^3 / \text{сут} = \frac{11,57 \cdot q_{ж.пл.} \cdot \epsilon_{ж.}}{\rho_{ж.}}, \text{ г} / \text{с} \quad (2.15)$$

или

$$q_n, \text{ м}^3 / \text{сут} = 11,57 \cdot q_{ж.об.п.} \cdot \epsilon_{ж.}, \text{ см}^3 / \text{с} \quad (2.16)$$

$$\alpha_{ж.} = \frac{\epsilon_n (100 - W) + \epsilon_e \cdot W}{100}$$

$$\rho_{ж.} = \frac{\rho_{н.пл.} (100 - W) + \rho_e \cdot W}{100}$$

где W — обводненность продукции скважины, %;

$\epsilon_{ж.}$ и ϵ_n — объемные коэффициенты жидкости и нефти;

$q_{ж.об.п.}$ — дебит жидкости объемный в поверхностных условиях, $\text{м}^3 / \text{сут}$;

$q_{ж.в.п.}$ — дебит жидкости весовой в поверхностных условиях, $\text{т} / \text{сут}$.

При условии безводной продукции в скважине на месторождении Хамза, т.е. при $W=0$; $\epsilon_{ж.}=\epsilon_n$ и $\rho_{ж.}=\rho_n$

В этом случае:

$$q_{ж.об.п.} = \frac{q_n}{11,57 \cdot \epsilon_n} \quad (2.17).$$

Исходя из этих условий гидропроводность горизонт Шуэйб для прямолинейного участка (см. рис. 2.1.1) равняется:

$$\frac{Kh}{\mu} = \frac{49,8}{3,6 \cdot 11,57 \cdot 1,11} \cdot \frac{\ln \frac{329400}{7,8}}{2 \cdot 3,14} = 1,836$$

(Дхсм)/сПз.

Зная значения гидропроводности, эффективной толщины h и вязкости μ , можно определить величину проницаемости.

Горизонт Хоммар

Изучение фильтрации жидкости в горизонте Хоммар при установившемся режиме изучалось в скв. HZ-12 (инт. 2931-2933 м, 2935-2938,5 м) 23-28 марта 1986 г с использованием разных диаметров штуцера от 8/64" до 16/64" (таблица 2.1.2)

Таблица 2.1.2.

Дата исследования	Продолжительность исследования	Диаметр штуцера $\varnothing$	Дебит нефти q_n , м ³ /сут	Забойное давление, P_z атм	Депрессия на пласт, ΔP , атм	Кэффициент продуктивности $K_{прод}$, (м ³ /сут)/атм
23-25.03.86	244800	8/64	24,0	260,5	11,3	2,12
25-26.03.86	93600	12/64	40,7	252,5	19,3	2,11
27.03.86	64800	12-16/64	50,9	246,8	25,0	2,04
27-28.03.86	54000	16/64	57,6	244,3	27,5	2,09
28.03.86	28800	16/64	79,5	233,8	38,0	2,09

 $K_{прод.ср} = 2,09 (\text{м}^3/\text{сут})/\text{атм}.$

Графическое изображение зависимости изменения забойного давления от дебита нефти горизонта Хоммар приведено на рис. 2.1.2.

Экстраполяция индикаторной линии до пересечения с осью ординат позволяет определить пластовое давление P_m (271,8 атм), соответствующее нулевому значению дебита. Экстраполяция индикаторной линии до пересечения с осью дебитов дает величину потенциального дебита $q_{пот}$ 84 м³/сут (528,3 барр/сут) при нулевом давлении скважины, эксплуатировать скважины при котором из горизонта Хоммар по геологическим и техническим причинам не представляется возможным.

Исходные параметры свойств пласта горизонта Хоммар в скв. HZ-12 приводятся ниже:

$$(m=0,096; h_e=5 \text{ м}; \mu=3 \text{ сПз}; \sigma_n=1,075; K_{прод}=2,09 \text{ (м}^3\text{/сут)/атм}; \\ \beta_m=\beta_n=6,6 \times 10^{-5} \text{ атм}^{-1}; \beta_c=6,1 \times 10^{-5} \text{ атм}^{-1}; r_c=7,8 \text{ см}; K_{np}=120 \text{ мД})$$

Пьезопроводность пород горизонта Хоммар в скв. HZ-12, определенная по формуле (2.7) составляет:

$$\chi = 594 \text{ см}^2 / \text{с}$$

Радиус контура питания, согласно формуле (2.6) равняется:

$$R_x = 305,8 \text{ м}$$

Гидропроводность горизонта Хоммар для прямолинейного участка (рис. 2.1.2) составляет:

$$\frac{Kh}{\mu} = \frac{q_n}{\Delta P} \cdot \frac{\ln \frac{R_x}{r_c}}{2\pi} = 0,235 \quad (\text{Джсм})/\text{сПз}$$

Горизонт Хоммар (2931-2933м, 2935-2938,5м)

Скважина НЗ-12

Зависимость изменения забойного давления от дебита нефти.

Составил: Баллар Навель

2000 г.

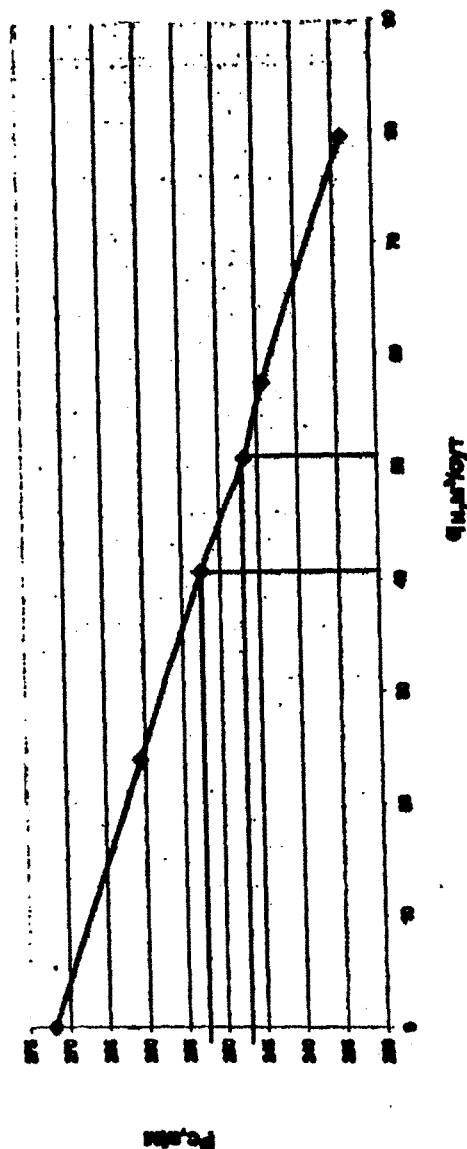


Рис. 2.1.2

По значению гидропроводности известных величин эффективной толщины h и вязкости μ определяем значение проницаемости:

$$K = \frac{0,235 \cdot 2,9}{500} = 1 \text{ мД}$$

2.2. Исследование скважин при неустановившемся режиме фильтрации без учета притока

Исследование скважин при неустановившемся режиме фильтрации предполагает изучение зависимости изменения забойного давления от времени при переходе от одного стационарного состояния к другому. Полученная в результате зависимость между изменением давления на забое скважины от времени называется кривой восстановления давления (КВД).

Как известно, перераспределение давления в бесконечном пласте при работе в нем точечного стока или источника с постоянным дебитом описывается основной формулой упругого режима [36]

$$\Delta P = \frac{q \mu}{4 \pi k h} \cdot \left[-E_i \left(-\frac{R^2}{4 \chi t} \right) \right], \quad (2.2.1), \text{ где}$$

R - расстояние любой точки однородного пласта от оси скважины;

E_i - интегральная показательная функция.

При прослеживании изменения давления непосредственно на забое скважины под R понимают величину приведенного радиуса скважины. Решение уравнения представляет собой прямолинейную зависимость между изменением давления и логарифмом времени. Неоднородность призабойной зоны учитывается при помощи показателя скин-эффекта или приведенного радиуса скважины.

Нами обработано несколько графиков КВД по скв. НЗ-12 различными способами.

Метод касательной

После некоторых преобразований формула (2.2.1) приближенно записывается в виде, применяемом в методе касательной [9]:

$$\Delta P(t) = P_c(t) - P_c = \frac{q\mu}{4\pi kh} \cdot \ln \frac{2,25\chi t}{r_{c,пр}^2} = \frac{2,3q\mu}{4\pi kh} \cdot \lg \frac{2,25\chi t}{r_{c,пр}^2} = \frac{2,3q\mu}{4\pi kh} \cdot \lg \frac{2,25\chi}{r_{c,пр}^2} + \frac{2,3q\mu}{4\pi kh} \cdot \lg t \quad (2.2.2)$$

Вводим обозначения:

$$i = \frac{2,3q\mu}{4\pi kh}; \quad B = \frac{2,3q\mu}{4\pi kh} \cdot \lg \frac{2,25\chi}{r_{c,пр}^2}$$

$$\text{Тогда } \Delta P(t) = B + i \lg t \quad (2.2.3)$$

Это уравнение прямой линии. Коэффициент i является угловым коэффициентом КВД в координатах $\Delta P(t) - \lg t$ и определяется как

$$i = \operatorname{tg} \alpha = \frac{\Delta P(t_2) - \Delta P(t_1)}{\lg t_2 - \lg t_1} \quad (2.2.4)$$

Коэффициент B является отрезком отсекаемым на оси $\Delta P(t)$ и определяется в точке $lgt=0$.

Затем можно определить

$$\text{гидропроводность } \sigma = \frac{kh}{\mu} = \frac{2,3 q}{4 \pi i}, \quad (2.2.5)$$

$$\text{комплексный параметр } \frac{\chi}{r_{c.нр}^2} = \frac{10 \frac{B}{i}}{2,25}, \quad (2.2.6).$$

Начальный участок КВД обычно не укладывается на прямую, что связано с продолжающимся притоком жидкости в скважину после ее остановки, влиянием границ пласта, нарушением работы скважины перед остановкой [34, 35]. Только через некоторое время экспериментальная кривая приближается к прямой и она соответствует теоретическому уравнению.

Кривая восстановления давления снята на скв. HZ-12 горизонт Хоммар (рис. 2.2.1) 5-6 апреля 1986 г.

Дебит скважины составил $40,7 \text{ м}^3/\text{сут}$, толщина пласта $h=6,9 \text{ м}$; пористость $m=0,12$; коэффициент сжимаемости для нефти и скелета пласта $\beta_k = 6,6 \times 10^{-5} \text{ атм}^{-1}$; $\beta_c = 6,1 \times 10^{-5} \text{ атм}^{-1}$; объемный коэффициент нефти $v_n = 1,06$; вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_n = 2,9 \text{ сПз}$; плотность нефти сепарированной $\rho_n = 0,9 \text{ г/см}^3$; продукция скважины – безводная.

На основании данных таблицы 2.2.1 строим КВД в полулогарифмических координатах $\Delta P(t) - lgt(t)$ (рис. 2.2.1).

- Определяем значение угла наклона прямолинейного участка:

$$i = \operatorname{tg} \alpha = \frac{\Delta P(t_2) - \Delta P(t_1)}{\lg t_2 - \lg t_1} = 2,65 \text{ атм}$$

Горизонт Хошмар.
График восстановления давления в скв. НЗ-12
(5-6) апреля 1986г.
Составил: Баллар Невель
2000 г.

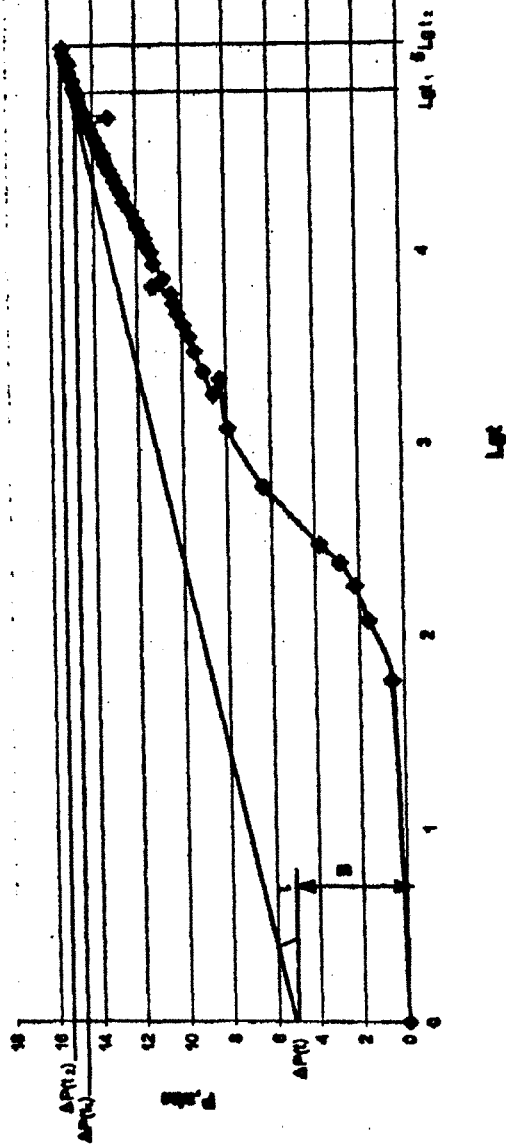


Рис. 2.2.1

Таблица 2.2.1.
Горизонт Хоммар скважина HZ-12

Данные восстановления давления 5-6 апреля 1986г

Дата	Время, t сут	Время, t сек	lgt	ΔP, ат
1	2	3	4	5
5.04.86	7-30	0	0	0
	7-31	60	1,77	0,607
	7-32	120	2,08	1,587
	7-33	180	2,26	2,20
	7-34	240	2,38	2,89
	7-35	300	2,48	3,80
	7-40	600	2,78	6,31
	7-50	1200	3,08	7,91
	7-55	2200	3,34	8,29
	8-00	1800	3,26	8,59
	8-10	2400	3,38	9,05
	8-20	3000	3,48	9,43
	8-30	3600	3,56	9,65
	8-40	4200	3,62	9,89
	8-50	4800	3,68	10,19
	9-00	5400	3,73	10,34
	9-10	6000	3,78	10,49
	9-20	6600	3,82	11,34
	9-30	7200	3,86	10,8
	10	9000	3,94	11,25
	10-15	9900	4	11,41
	10-30	10800	4,03	11,56
	10-45	11700	4,07	11,67
	11-00	12600	4,10	11,79
	11-15	13500	4,13	11,94
	11-30	14400	4,16	12,0
	12-00	16200	4,21	12,25
	12-30	18000	4,26	12,6
	13-00	19800	4,30	12,63
	13-30	21600	4,33	12,85
	14-00	23400	4,37	13
	14-30	25200	4,40	13,11
	15-00	27000	4,43	13,24
	15-30	28800	4,46	13,39

Продолжение Таблицы 2.2.1.

1	2	3	4	5
	16-00	30600	4,49	13,47
	16-30	32400	4,51	13,54
	17-00	34200	4,53	13,70
	17-30	36000	4,56	13,77
	18-30	39600	4,60	13,92
	19-30	43200	4,64	14,07
	20-30	46800	4,67	14,28
	21-30	50400	4,70	14,31
	22-30	54000	4,73	14,38
	23-30	57600	4,76	14,53
6.04.86	0-30	61200	4,79	14,61
	1-30	64800	4,81	14,68
	2-30	68400	4,84	14,76
	3-30	72000	4,86	14,83
	5-30	79200	4,90	14,92
	7-30	86400	4,94	15,07
	9-30	96600	4,98	15,09
	11-30	100800	5,00	15,14
	13-30	108000	5,03	15,29
	16-15	117900	5,07	15,37

- Измерим отрезок на оси ординат от нуля до точки пересечения оси с продолжением прямолинейного участка
 $B=4,8$ атм.
- Определяем гидропроводность пласта в районе скв. HZ-12

$$\sigma = \frac{kh}{\mu} = \frac{2,3q}{4\pi} = 346 (\text{Дсм}) / \text{сПа}$$

- Определяем проницаемость

$$K = \frac{34,6 \times 2,9}{690} = 145,0 \text{ мД}$$

- Определяем комплексный параметр

$$\frac{\chi}{r_{\text{снр}}^2} = \frac{\frac{B}{10^i}}{2,25} = 287 \text{ с}^{-1}$$

- Определяем коэффициент пьезопроводности

$$\chi = \frac{\kappa}{\mu(m\beta_n + \beta_c)} = \frac{\frac{kh}{\mu}}{h(m\beta_n + \beta_c)} = 727 \text{ см}^2 / \text{с}$$

- Оценим приведенный радиус скважины

$$r_{\text{ср.пр}} = \sqrt{\frac{\frac{\chi}{\frac{B}{10^i}}}{2,25}} = 5,04 \text{ см}$$

- Вычисляем коэффициент продуктивности при радиусе контура питания R_k , определенном в разделе 2.1.2

$$K_{\text{прод}} = \frac{q}{P_{\text{на}} - P_{\text{с}}} = \frac{2\pi \frac{kh}{\mu}}{2,3 \lg \frac{R_k}{r_{\text{с.пр}}}} = 25,0 \text{ см}^3 / (\text{с} \cdot \text{атм})$$

Для перевода коэффициента продуктивности, выраженного в $[\text{см}^3 / (\text{с} \cdot \text{атм})]$ в $[\text{м}^3 / (\text{сут} \cdot \text{атм})]$, необходимо полученное значение $K_{\text{прод}}$ разделить на $11,57 \cdot 60$:

$$K_{\text{прод}} = \frac{25,0}{11,57 \times 60} = 2,04 \frac{\text{м}^3 / \text{сут}}{\text{атм}}$$

В методике Минеева совместно решаются уравнения дебита при стационарном и нестационарном режимах фильтрации. Эта методика учитывает коэффициент совершенства скважины. Дебиты при этих режимах записываются следующим образом:

- при стационарном режиме:

$$q = \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu \cdot \ln \frac{R_k}{r_{c.пр}}} = \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu \left(\ln \frac{R_k}{r_c} + C \right)}; \quad (2.2.7)$$

- при нестационарном режиме:

$$q = \frac{4\pi kh \Delta P(t)}{\mu \cdot \ln \frac{2,25 \chi t}{r_{c.пр}^2}} \quad (2.2.8)$$

где C – показатель несовершенства скважины.

Для расчета по методу Минеева использовались данные по скв. НЗ-12, горизонт Хоммар от 5-6 апреля 1986 г. Используется прием построения КВД, как и при методе касательной, в координатах $\Delta P(t) - lgt$. Вычисляется угловой коэффициент i и отрезок на оси ординат B , по которым определяют гидропроводность и комплексный параметр по формулам (2.2.5) и (2.2.6).

Правильность выбора прямолинейного участка КВД проверяется по выражению $B = \Delta P - i lgt_{пр}$.

В нашем случае $\Delta P = \Delta P(t_2)$, значения B и i определены. После этого

производится подсчет «расчетного времени» восстановления давления $t_{рас}$.

Если прямолинейный участок выбран правильно, то значения фактического времени и расчетного должны совпадать.

После совместного решения уравнений (2.2.7) и (2.2.8) получают выражение для [25]

$$\text{- параметра } \ln \frac{R_k}{r_{с.нр.}} = \frac{1,15 \times \Delta P}{i}; \quad (2.2.9)$$

- радиуса контура питания

$$R_k = 0,64 \sqrt{\frac{qt_{рас}}{ih_{эф} \beta^*}}; \quad (2.2.10)$$

$\beta^* = (m\beta_n + \beta_c)$ - коэффициент сжимаемости

- коэффициент пьезопроводности пласта:

$$\chi = \frac{R_k^2}{2,25 \cdot t_{рас}}; \quad (2.2.11)$$

- приведенного радиуса скважины:

$$r_{с.нр.} = R_k \cdot \exp\left(-\frac{1,15 \cdot \Delta P}{i}\right); \quad (2.2.12)$$

- показателя несовершенства:

$$C = \frac{1,15 \Delta P}{i} - \ln \frac{R_k}{r_c}; \quad (2.2.13)$$

- коэффициент совершенства скважины:

$$\sigma_c = \frac{\ln \frac{R_k}{r_c}}{1,15 \frac{\Delta P}{i}}; \quad (2.2.14)$$

- гидропроводности призабойной зоны пласта:

$$\left(\frac{kh}{\mu} \right)_{п.з.} = \frac{q \ln \frac{R_k}{r_c}}{2 \pi \Delta P}; \quad (2.2.15)$$

- гидропроводности удаленной зоны пласта:

$$\left(\frac{kh}{\mu} \right)_{у.з.} = \frac{\left(\frac{kh}{\mu} \right)_{п.з.}}{\sigma_c}; \quad (2.2.16)$$

- проницаемости призабойной зоны пласта:

$$K_{n.z.} = \frac{\left(\frac{kh}{\mu} \right)_{n.z.} \cdot \mu}{h_{\text{эф}}}; \quad (2.2.17)$$

- проницаемости удаленной зоны пласта:

$$K_{y.z.} = \frac{\left(\frac{kh}{\mu} \right)_{y.z.} \cdot \mu}{h_{\text{эф}}}; \quad (2.2.18)$$

- пьезопроводности призабойной зоны пласта:

$$\chi_{n.z.} = \frac{K_{n.z.}}{\mu(m\beta_n + \beta_c)}; \quad (2.2.19)$$

- коэффициента продуктивности скважины (м³/сут ат):

$$K_{\text{прод}} = \frac{q}{11,57 \cdot s_n \cdot \Delta P}; \quad (2.2.20)$$

По этим формулам проведем расчет гидродинамических параметров в скв. HZ-12 (табл. 2.2.1, рис. 2.2.1).

1. Угловой коэффициент – $i=2,65$ атм.
2. Отрезок, отсекаемый на оси ординат $B=4,8$ атм.
3. Гидропроводность

$$\sigma = \frac{kh}{\mu} = \frac{2,3q}{4\pi i} = 34,6 (Д \cdot см) / сПз$$

4. Расчетное время

$$t_{рас.} = 10^{\left(\frac{\Delta P - B}{i}\right)} = 9120c$$

5. Параметр

$$\ln \frac{R_k}{r_c} = \frac{1,15 \Delta P}{i} = 6,67$$

6. Радиус контура питания

$$R_k = 0,64 \sqrt{\frac{qt_{рас}}{ih_{эф} \beta^*}} = 38,4м$$

$$q = 11,57 \times 40,7 \times 1,06 = 499 \text{ см}^3/c$$

$$\beta^* = (m\beta_n + \beta_c) = 6,89 \times 10^{-5}$$

7. Коэффициент пьезопроводности пласта

$$\chi = \frac{R_k^2}{2,25 \cdot t_{рас}} = 719,7 \text{ см}^2 / c$$

8. Приведенный радиус скважины

$$r_{с.пр} = R_k \cdot \exp\left(-\frac{1,15 \cdot \Delta P}{i}\right) = 4,87 \text{ см}$$

9. Показатель несовершенства

$$C = \frac{1,15 \Delta P}{i} - \ln \frac{R_k}{r_c} = 0,47$$

10. Коэффициент совершенства скважины

$$\sigma_c = \frac{\ln \frac{R_k}{r_c}}{1,15 \frac{\Delta P}{i}} = 0,93$$

11. Гидропроводность призабойной зоны пласта

$$\left(\frac{kh}{\mu} \right)_{n.з.} = \frac{q \ln \frac{R_k}{r_c}}{2\pi \Delta P} = 32,05 (\text{Дсм}) / \text{сПз}$$

12. Гидропроводность удаленной зоны пласта

$$\left(\frac{kh}{\mu} \right)_{y.з.} = \frac{\left(\frac{kh}{\mu} \right)_{n.з.}}{\sigma_c} = 34,5 (\text{Дсм}) / \text{сПз}$$

13. Проницаемость удаленной зоны пласта

$$K_{y.з.} = \frac{\left(\frac{kh}{\mu} \right)_{y.з.} \cdot \mu}{h_{\text{эф}}} = 145 \text{ мД}$$

14. Проницаемость призабойной зоны пласта

$$K_{н.з.} = \frac{\left(\frac{kh}{\mu}\right)_{н.з.} \cdot \mu}{h_{эф}} = 135 \text{ мД}$$

15. Пьезопроводность призабойной зоны пласта

$$\chi_{н.з.} = \frac{K_{н.з.}}{\mu \beta^*} = 675 \text{ см}^2 / \text{с}$$

16. Коэффициент продуктивности

$$K_{прод} = \frac{q}{11,57 \cdot v_n \cdot \Delta P} = 2,65 \frac{\text{м}^3}{\text{сут} \cdot \text{атм}}$$

Метод Хорнера

Метод Хорнера учитывает историю работы скважины до остановки. Он базируется на решении основного уравнения для точечного источника и бесконечном пласте. Одиночная скважина с дебитом q рассматривается как математический сток, при остановке которой приток в скважину мгновенно прекращается. Описанным способом можно пользоваться на ранней стадии разработки, когда пробурено небольшое число скважин и отобрано еще небольшое количество нефти.

Этим условиям соответствует месторождение Хамза.

Нами рассмотрены результаты опробования горизонта Хоммар в скважине НЗ-12 3 февраля 1986 г. при необсаженном стволе (инт. 2920-

Начальное пластовое давление на замеренной глубине 2914 м составляло 269,1 атм. После 170 минут фонтанирования давление на забое составило 258,1 атм. После закрытия скважины в течение 3-х минут давление возросло до 268,8, далее в период от 3-х до 105-ти минут оставалось на этом уровне и от 105-ти до 170-ти минут увеличилось до 269 атм (таблица 2.2.3, рис. 2.2.3). Дебит нефти (средний) составлял 63,8 м³/сут.

Таким образом, период непрерывной работы скважины до остановки «Т» составивший 170 мин (10200 сек), соизмерим с продолжительностью восстановления давления после остановки «Д». Это позволило использовать уравнение Хорнера.

$$P_c(t) = P_m - \frac{q\mu}{4\pi kh} \cdot \ln\left(\frac{T+t}{t}\right) = P_m - \frac{2,3q\mu}{4\pi kh} \cdot \lg\left(\frac{T+t}{t}\right); \quad (2.2.21)$$

Расчеты выполняются по кривой восстановления давления, преобразованной в координатах $P_c(t) - \lg[(T+t)/t]$, или в координатах $P_c(t) - \lg[t/(T+t)]$.

1. Выбираем на кривой (рис. 2.2.3) прямолинейный участок и экстраполируем до оси ординат.
2. Определяем угол наклона по формуле

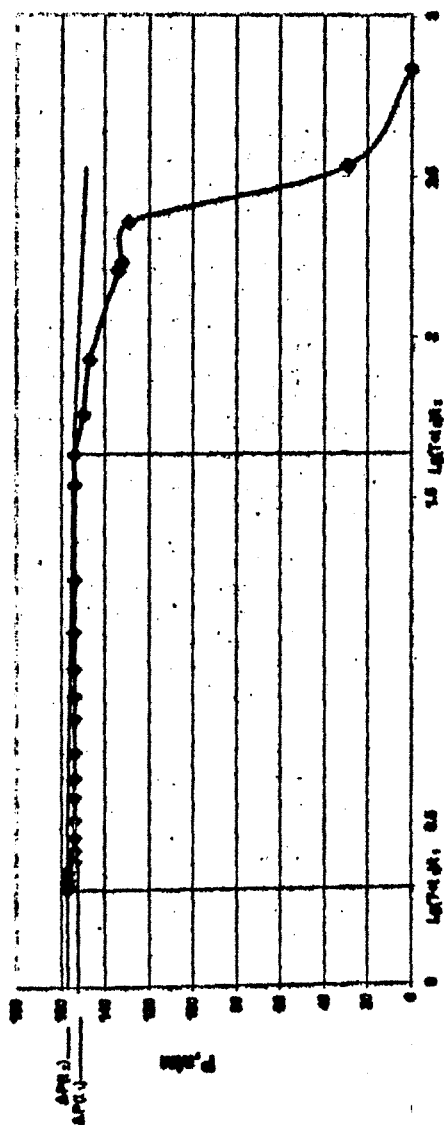
$$i = \frac{\Delta P(t_2) - \Delta P(t_1)}{\lg[(T+t_2)/t_2] - \lg[(T+t_1)/t_1]} = 0,136 \text{ атм}$$

3. Находим гидропроводность

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{2,3q}{4\pi i} = 0,183 \frac{q}{i} = 1052,9 \frac{\text{Д} \cdot \text{см}}{\text{сПа}}$$

$$q = 11,57 \cdot 63,8 \cdot 1,06 = 782,5 \text{ см}^3/\text{с}$$

Горизонт Хоммар (сиз HZ-12)
 Кривая восстановления давления (3.02.1966)
 Составил: Баллар Насири
 2000 г.



$\lg(T-t) + 0.58$

Рис. 2.2.3

Таблица 2.2.3.

Горизонт Хоммар Скважина НЗ-12
Данные восстановления давления 3 февраля 1986г

Время, t мин	Время. t сек	$\lg \frac{T+t}{t}$	P ₁ , ат	ΔP, ат
0	0	-	258,13	0
0,25	15	2,833	260,13	2,0
0,50	30	2,533	267,03	8,9
0,75	45	2,358	267,24	9,11
1,00	60	2,233	267,37	9,24
1,50	90	2,057	268,27	10,14
2,00	120	1,934	268,48	10,35
3,00	180	1,763	268,76	10,63
4,00	240	1,638	268,76	10,63
5,00	300	1,544	268,76	10,63
10,00	600	1,255	268,76	10,63
15,00	900	1,090	268,76	10,63
20,00	1200	0,978	268,76	10,63
25,00	1500	0,892	268,76	10,63
30,00	1800	0,826	268,76	10,63
40,00	2400	0,720	268,76	10,63
50,00	3000	0,643	268,76	10,63
60,00	3600	0,583	268,76	10,63
75,00	4500	0,513	268,76	10,63
90,00	5400	0,461	268,76	10,63
105,00	6300	0,418	268,76	10,63
120,00	7200	0,384	269,0	10,87
135,00	8100	0,354	269,0	10,87
150,00	9000	0,328	269,0	10,87
165,00	9900	0,307	269,0	10,87
170,00	10200	0,301	269,0	10,87

4. Определяем проницаемость, если достоверно известны μ и h

$$K = 0,183 \frac{q\mu}{ih} = 4425 \text{ мД}$$

5. Находим величину пластового давления по величине $\Delta P(t) = 10,87$
атм

$$P_{пл} = P_c + \Delta P = 268,97 \quad \text{атм}$$

6. Определяем коэффициент продуктивности

$$K_{прод} = \frac{q}{\Delta P} = \frac{782,5}{10,87} = 71,99 \text{ см}^3 / (\text{с} \cdot \text{атм})$$

$$K_{прод} = \frac{q}{\Delta P} = \frac{63,8}{10,87} = 5,87 \text{ м}^3 / (\text{с} \cdot \text{атм})$$

2.2.4. Определение скин-эффекта

О состоянии призабойной зоны можно судить по величине скин-эффекта.

Количественное влияние скин-эффекта определяется введением в уравнение фильтрации постоянной величины S .

$$\Delta P(t) = \frac{q\mu}{4\pi kh} \left(\ln \frac{2,25\chi t}{r_c^2} + 2S \right) \quad (2.2.22)$$

где S – величина скин-эффекта.

Величина скин-эффекта в призабойной зоне сквазывается только на начальных участках КВД. Поэтому, решая уравнение (2.2.22) относительно S и полагая $t=1$ час=3600 сек, получим формулу для определения скин-эффекта

$$S = 1,15 \left(\frac{\Delta P_{3600}}{i} - \lg \frac{\chi}{r_c^2} - 3,908 \right) = 1,15 \left(\frac{\Delta P_{3600}}{i} - \lg \frac{K}{m\mu\beta_\Sigma r_c^2} - 3,908 \right) \quad (2.2.23)$$

Определим величину скин-эффекта при обработке КВД двумя методами.

По методу Хорнера

1. Из таблицы 2.2.3 и рис. 2.2.3 определяем изменение давления через 1 час после остановки скважины $\Delta P_{3600}=10,63$ атм
2. Угол наклона прямолинейного участка составил $i=0,136$ атм.
3. Найденные другими методами величины составили $m=0,12$;
 $\mu=2,9$ сПз; $\beta^*=6,89 \cdot 10^{-5}$ атм $^{-1}$; $r_c=7,8$ см; $\kappa=5,042$ Д.

4. Подсчитываем величину скин-эффекта

$$S = 11 \left(\frac{\Delta P_{3600}}{i} - \lg \frac{K}{m \mu B r_c^2} - 3908 \right) = 11 \left(\frac{1063}{0,136} - \lg \frac{4425}{0,1229 \cdot 0,89 \cdot 10^5 \cdot 0,084} - 3908 \right) = 81,4$$

Величина скин-эффекта положительна, следовательно, можно полагать, что проницаемость призабойной зоны до кислотной обработки ниже проницаемости пласта.

Сравнивая гидродинамические параметры при разных способах обработки результатов исследования скважины HZ-12 месторождения Хамза (таблица 2.2.4) следует отметить, что наиболее оптимальным вариантом обработки КВД является метод касательной при неустановившемся режиме фильтрации без учета притока. Ближе к нему получены результаты по методу Минеева и резко отличны результаты обработки по методу Хорнера и при установившемся режиме фильтрации.

По методу касательной

1. Из таблицы 2.2.1 и графика КВД (рис. 2.2.1) определяем изменение давления через 1 час после остановки скважины - $\Delta P_{3600} = 9,65 \text{ атм}$

2. Угол наклона прямолинейного участка составил: $i = 2,65 \text{ атм}$

3. Комплексный параметр оказался равным $\frac{\chi}{r_c^2} = 28,7 \text{ с}^{-1}$

4. Подсчитываем величину скин-эффекта:

$$S = 11 \left(\frac{\Delta P_{3600}}{i} - \lg \frac{\chi}{r_c^2} - 3908 \right) = -207$$

Таблица 2.2.4.

Сравнительный анализ гидродинамических параметров при разных способах исследования продуктивных пластов.

Параметры	Установившийся режим фильтрации		Неустановившийся режим фильтрации без учета притока		
	Горизонт Шуэб	Горизонт Хоммар	Метод касательной	Метод Минсеева	Метод Хорнера
			Горизонт Хоммар (после кислотной обработки)		Гор. Хоммар (до кислотной обработки)
1. Коэффициент продуктивности $K_{\text{прод}}$, (м ³ /сут/атм	23,9	2,09	2,04	2,65	5,87
2. Пьезопроводность χ см ² /с	979,0	594,0	727,7	719,7 675,0	-
3. Гидропроводность σ , Кн/м, (Дсм)/сПа	1,836	0,235	34,6	34,6 32,05	1052,9
4. Радиус контура питания, R_n , м	329,4	305,8	-	38,4	-
5. Проницаемость K , мД	5	1	145	135, 145	4425
6. Приведенный радиус скважины, см	-	-	5,04	4,87	-
7. Показатель несовершенства C	-	-	-	0,47	-
8. Коэффициент совершенства	-	-	-	0,93	-
9. Скин-эффект	-	-	-2,07	-	81,4

Величина скин-эффекта по данному расчету отрицательна, поэтому можно полагать, что проницаемость призабойной зоны выше проницаемости пласта, после проведения кислотной обработки таким образом применение СКО является весьма продуктивным методом обработки призабойной зоны пласта.

Глава 3.

Анализ разработки и эксплуатации скважин месторождения

Хамза в естественном режиме истощения без

воздействия на пласты.

Добыча нефти на месторождении Хамза началась в 1985 г из Хоммарского горизонта в скважине НЗ-1. В 1986 г в эксплуатацию вовлечены скважины НЗ-12 и НЗ-14 на горизонты Хоммара и Шуэйба, а в 1989 г скважина НЗ-17, в основном на горизонт Шуэйба (см. таблицы 1.5.3 и 1.5.5). В течение нескольких суток осуществлялась добыча нефти из скв. НЗ-2, расположенной в восточной части структуры вблизи ВНК, которая была ликвидирована в результате высокого обводнения. Как следует из главы 1, основными продуктивными горизонтами являются известняки и доломиты Шуэйбской и Хоммарской формаций сеноманского яруса верхнего мела, залегающие в интервале глубин соответственно 2862,5-3127 м (абс. отм. – 2304,5 – 2556,0 м) и 2909,0-3165,0 м (абс. отм. – 2351,0 – 2594,0 м).

Добыча нефти на месторождении Хамза осуществлялась отдельно из этих двух горизонтов. Характеристика их приведена в таблице 3.1.

Таблица 3.1.

Характеристика исходных геолого-физических параметров продуктивных горизонтов месторождения Хамза.

№	Параметры	Горизонты	
		Шурьба	Хомбра
1	Min глубина залегания, м	2862	2909
2	Расценность	1	1
3	Тип коллектора	Карбон.	Карбон.
4	Площадь нефтегазоносности, тыс. м ²	2900	2200
5	Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	7,9	6,9
6	Средняя пористость, доли ед.	0,15	0,12
7	Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0,785-0,884	0,81-0,882
8	Проницаемость, мД	140	120
9	Пластовая температура, °С	90	91
10	Начальное пластовое давление, МПа.	26,7	27,2
11	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	2,2	2,9
12	Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	870	870
13	Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,14	1,06
14	Содержание серы в нефти, %	0,42	0,34
15	Давление насыщения нефти газом, МПа.	6,9	5,1
16	Газосодержание нефти, м ³ /м ³	15	2
17	Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	1,0	1,0
18	Плотность нефти в поверхностных условиях кг/м ³	900	900
19	Сжимаемость пластовой нефти, 1/МПа	67,7x10 ⁻³	66x10 ⁻³
20	Сжимаемость воды в пластовых условиях, 1/МПа	43x10 ⁻³	43x10 ⁻³
21	Сжимаемость пород с учетом трещинной пористости 1,9%, 1/МПа	55x10 ⁻³	61x10 ⁻³
22	ВНК, м (наклонный)	(-2420)-(-2533)	(-2470)-(-2533)
23	Общая толщина, м	45	38
24	Начальные балансовые / извлекаемые запасы нефти, тыс.т (объемным методом)	2058,3-2317,9	1181,0-1286

Для анализа были предоставлены материалы динамики добычи нефти по состоянию на 01.01.1997 г. Далее прогноз разработки месторождения на естественном режиме истощения без воздействия на пласты до 2032 г осуществлен с использованием гидродинамического симулятора "MORE" фирмы "Rohag".

В эксплуатации на 01.01.1997 г постоянно находились три скважины: на продуктивный горизонт Шуэйба скважины №№ HZ-12, HZ-14 и HZ-17 и три скважины на горизонт Хоммара скважины №№ HZ-1, HZ-12 и HZ-14 (до 1990 г).

Эти глубокие разведочные скважины, расположенные в приосевой части месторождения на расстоянии 250-1750 м друг от друга, являлись основным фондом добывающих скважин. Дополнительные добывающие скважины пробурены не были.

Сходство геолого-физических и химических свойств пород-коллекторов и пластовых флюидов, сравнительно однотипное фазовое состояние углеводородов и упруговодонапорный режим разработки пластов обоих горизонтов, близость их по вертикальному разрезу не позволяет разделять их на два самостоятельных эксплуатационных объекта с отдельными сетками скважин. По запасам нефти месторождение Хамза относится к разряду мелких.

Ниже приведены параметры, характеризующие систему разработки:

- Параметр плотности «сетки» скважин S_c , равный площади нефтеносности, приходящейся на одну скважину $S_c = F/n$, составляет для горизонта Шуэйба $96,7 \times 10^4 \text{ м}^2/\text{скв.}$, для горизонта Хоммара $73,3 \times 10^4 \text{ м}^2/\text{скв.}$
- Параметр А.П. Крылова $N_{кр}$, равный отношению извлекаемых запасов нефти $G_{из}$ к общему числу добывающих скважин $N_{кр} = G_{из}/n$ изменяется для залежи Шуэйба в пределах (109,1-122,8) тыс.т/скв., для залежи Хоммара – (73,8-80,4) тыс.т/скв.

3.1. Залежь Шуэйба

Как отмечалось выше, до 1997 г уровни добычи нефти и соответственно дебитов по скважинам приняты фактические. При восстановлении истории разработки с использованием программы MORE. Среднегодовые дебиты нефти по скважинам изменялись в период до 1997 г. в широких пределах от 0,1 до 39,1 м³/сут. При этом в скважине HZ-12 высокий уровень дебитов нефти 22,1-33,8 м³/сут сохранялся первые 4 года (1986-1989 гг.), далее он снизился до 14,0-2,2 м³/сут в 1990-1992 гг. с последующим снижением до 1,2-0,1 м³/сут. Аналогичное поведение дебитов нефти наблюдалось в других скважинах. Более высокий уровень их (6,5-15,0) м³/сут в скв. HZ-14 и (5,1-39,1) м³/сут в скважине HZ-17 поддерживался в первые три года после начала эксплуатации при депрессиях на пласт (8-13 атм) в скважинах HZ-12 и HZ-14 и до 30 атм в скважине HZ-17.

Дебиты воды по скважинам характеризовались меньшими значениями. В скважине HZ-12 в первые пять лет они изменялись от 4,3 до 7,3 м³/сут, с последующим падением в 1992 г. до 0,1 м³/сут и постепенным увеличением дебита к 2032 до 2,5 м³/сут. Еще меньшие дебиты воды наблюдались в скважине HZ-14. В первые три года они составляли 1,1-3,1 м³/сут с последующим падением до 0,02-0,2 м³/сут. Более высокие дебиты воды установлены в скважине HZ-17, достигающие 24,9 м³/сут в 1991 г. С 1996 г. по 2032 г. они варьировали в пределах 0,3-1,0 м³/сут. Такие дебиты обусловили низкую обводненность продукции из горизонта Шуэйба.

Темп разработки $Z(t)$, равный отношению текущей добычи нефти $q_m(t)$ к извлекаемым запасам $G_{из}$, продуктивного горизонта Шуэйба изменялся в первые 7 лет в пределах 1,1-2,9 % с резким падением его до 0,4 % в 1993 г. и сохранением этой величины в последующие годы до 2032 г.

Обводненность текущей продукции v , в первые шесть лет до 1996 г., постепенно увеличивалась от 0,171 в 1986 г. до 0,507-0,575 в 1994-1995 г, с последующим уменьшением ее до 0,170-0,189 в 1997-2000 гг. и дальнейшим увеличением до 0,404 к концу разработки в 2032 г.

Нефтеотдача η_r – отношение количества извлеченной из пласта нефти к первоначальным ее запасам в пласте, по варианту разработки при естественном режиме без воздействия на пласт из продуктивного горизонта Шуэйба за весь период расчетной эксплуатации за 43 года разработки составит всего 5,8 %, что соответствует накопленной добыче нефти 137,78 тыс. м³ или 27,8 % от извлекаемых запасов (Таблица 3.2).

Продолжительность максимального уровня добычи нефти 15,8-43,2 м³/сут составляет 7 лет (1986-1992 гг.). За этот период накопленная добыча нефти достигла 63,803 тыс. м³ или 12,7 % от извлекаемых запасов.

3.2. Залежь Хоммар

Среднегодовые дебиты нефти по скважинам залежи Хоммара ниже чем из залежи Шуэйба. В скважине HZ-1 максимальный дебит нефти в первые четыре года (1986-1989 г.) составил 9,5 м³/сут, при интервале изменения от 6,99 до 9,5 м³/сут с последующим снижением его до 0,48-0,5 м³/сут в 1995-2032 г. При этом наблюдались высокие депрессии давления (55-78,5 атм). В скважине HZ-12 в 1988-1990 гг. дебит нефти колебался от 12,46 до 20,61 м³/сут, снижаясь с 3,5 м³/сут в 1991 г до 0,78 м³/сут в 2032 г. Депрессии на пласт составляли в первый период 30-39 атм с постепенным снижением депрессии до 2,5 атм в 2032 г.

Наименьшее значение дебитов нефти отмечено в скважине HZ-14 6,18-3,62 м³/сут в 1987-1988 гг при депрессиях на пласт 6-10,6 атм и прекращением работы скважины после снижения дебитов в 1989-1990 гг. до 0,07-0,05 м³/сут и депрессиях на пласт 0,9-0 атм.

Дебиты воды в скважинах из горизонта Хоммара были более обильны, чем из горизонта Шуэйба. Максимальные дебиты воды 18,26-20,83 м³/сут в скважине HZ-1 наблюдались в 1988-1989 гг. с последующим снижением в 1995 г. до 2,29 м³/сут. и нарастанием его до 4,83 м³/сут в 2032 г. Значительно меньшие дебиты воды получены в скважине HZ-12, где максимальные значения 2,97-3,81 м³/сут. установлены также в 1988-1989 гг. с последующим

Таблица 3.2.
Месторождение Ханза
Динамика коэффициентов нефтеотдачи при разных методах по данным математического моделирования (программа MORE)

Методы	Годы											
	1986	1997	2000	2005	2006	2007	2010	2011	2012	2015	2027	2032
<i>Горизонт Шугайб</i>												
1. Режим истощения	0	3,03	3,27	3,66	-	-	4,06	-	-	4,46	5,42	5,8
2. Естественный режим (при увеличенном дебите)	0	3,03	9,80	17,04	-	-	20,33	-	21,57	-	-	-
3. Приконтурное заводнение	0	3,03	9,76	16,88	-	-	20,17	-	21,48	-	-	-
4. Боковая врезка стволов	0	3,03	12,61	20,07	-	22,01	-	-	-	-	-	-
5. Проникающая перфорация	0	3,03	10,33	17,61	-	-	20,68	21,74	-	-	-	-
6. Горизонтальное бурение	0	3,03	18,22	27,27	27,97	-	-	-	-	-	-	-
<i>Горизонт Ханмар</i>												
1. Режим истощения	0	3,30	3,42	3,59	3,77	3,94	-	4,37	4,5	-	-	-
2. Естественный режим (при увеличенном дебите)	0	3,31	8,69	15,55	20,10	22,65	-	25,16	-	-	-	-
3. Приконтурное заводнение	0	3,31	8,67	15,46	19,91	22,38	-	24,92	-	-	-	-
4. Боковая врезка стволов	0	3,31	11,22	19,27	23,52	25,32	25,92	-	-	-	-	-
5. Проникающая перфорация	0	3,31	9,59	17,29	21,60	24,16	25,35	-	-	-	-	-
6. Горизонтальное бурение	0	3,31	15,22	24,44	27,16	28,18	28,75	-	-	-	-	-

снижение дебита до $0,22 \text{ м}^3/\text{сут}$ в 1996 г и незначительным повышением его до $0,44 \text{ м}^3/\text{сут}$ в 2032 г. Еще более низкие значения дебитов воды наблюдались в скважине HZ-14 ($0,01-1,03 \text{ м}^3/\text{сут}$).

Темп разработки $Z(t)$ продуктивного горизонта Хоммара в первые 5 лет до 1990 г. изменялся в пределах $1,0-3,1 \%$ с постепенным падением его до $0,14 \%$ в 2000 г и сохранением этой величины в последующие годы до 2032 г.

Обводненность продукции v была довольно высокая $0,408$ в первый год разработки в 1986 г. и постепенно увеличивалась до $0,805$ в 2032 г.

Нефтеотдача по этому варианту разработки в естественном режиме (истощения) без воздействия на пласт из горизонта Хоммара за весь 43-летний период разработки к 2032 г. составит всего $4,5 \%$, что соответствует накопленной добыче нефти $61,764 \text{ тыс. м}^3$ или $18,2 \%$ от извлекаемых запасов.

Продолжительность максимального уровня добычи нефти $15,04-29,12 \text{ м}^3/\text{сут}$ составляла 4 года (1987-1990 гг.). За этот период накопленная добыча нефти составила $32,924 \text{ тыс. м}^3$ - $9,7 \%$ от извлекаемых запасов нефти или $53,3 \%$ от всей прогнозируемой добычи нефти за весь период разработки из горизонта Хоммара.

Системы разработки на естественном режиме наиболее просты и, бесспорно, наиболее экономичны. Однако, их эффективное применение возможно лишь в самых благоприятных условиях, из которых первым и непременным является наличие достаточно мощной водонапорной системы, обеспечивающей восполнение пластовой энергии по всему объему залежи при заданных темпах отбора нефти. Продуктивные пласты должны обладать высокими коллекторскими свойствами ($K_p > 20-30\%$, $K_{pr} > 1D$). Залежи должны быть приурочены к достаточно однородным, монолитным пластам с небольшой степенью расчлененности. Таким образом, благодаря высоким коллекторским свойствам пластов обеспечивается идеальная гидродинамическая связь зоны отбора нефти с законтурной областью.

Параметры продуктивных горизонтов Шуэйба и Хоммара не отвечают вышеперечисленным признакам, поэтому естественный режим разработки без воздействия на пласты на месторождении Хамза не эффективен.

Глава 4.

Пути усовершенствования систем доразработки месторождения Хамза в Иордании

Как следует из предыдущей главы, естественный режим разработки месторождения Хамза без воздействия на пласт (режим истощения) является крайне неэффективным. Связано это с неоднородным строением пластов Шуэйба и Хоммара, наличием трещинных зон, неравномерно распределенных по объему залежи, низкими коллекторскими свойствами матрицы пород, слабой связью скважин с законтурной водонапорной системой, плохим состоянием призабойных зон скважин.

Метод воздействия на призабойную зону скважин.

От состояния призабойной зоны скважин (ПЗС) существенно зависит эффективность разработки месторождения, дебиты добывающих скважин, приемистость нагнетательных и та доля пластовой энергии, которая может быть использована на подъем жидкости непосредственно в скважине. Для снижения фильтрационных сопротивлений необходимо осуществлять мероприятия по воздействию на ПЗС для повышения проницаемости, улучшения сообщаемости со стволом скважины увеличению системы трещин для облегчения притока и снижения энергетических потерь в этой области пласта.

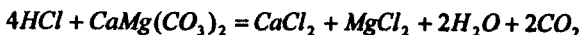
Все методы воздействия на ПЗС можно разделить на три основные группы: химические, механические и тепловые.

В условиях месторождения Хамза, где продуктивные горизонты сложены, в основном, известняками и доломитами, основным способом воздействия на ПЗС является соляно-кислотная обработка. Такие породы соляная кислота хорошо растворяет, при этом происходят следующие основные реакции:

При воздействии на известняк



При воздействии на доломит

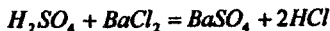


Все полученные в результате реакций компоненты легко растворяются в воде и удаляются из скважины.

Для обработки скважин обычно готовится раствор соляной кислоты с содержанием чистой HCl в пределах 10-15%, так как при большом ее содержании нейтрализованный раствор получается очень вязким, что затрудняет его выход из пласта.

К раствору HCl добавляют следующие реагенты:

1. **Ингибиторы**- вещества снижающие коррозионное воздействие кислоты на оборудование.
2. **Интенсификаторы**- поверхностно-активные вещества (ПАВ), снижающие в 3-5 раз поверхностно-активное натяжение на границе нефть-кислота, ускоряющие и облегчающие очистку ПЗС от продуктов реакции и от отреагированной кислоты.
3. **Стабилизаторы**- вещества, необходимые для удерживания в растворенном состоянии некоторых продуктов реакции раствора HCl с железом, цементом, а также для удаления из раствора вредной примеси серной кислоты и превращения ее в растворимую соль атмия



На месторождении Хамза при обработке скважин в марте 1986г. использовались 15%, 28% и 32% содержания чистой соляной кислоты. По-видимому, эти концентрации были завышены и способствовали увеличению вязкости нейтрализованного раствора.

В процессе обработки призабойной зоны пласта чистой соляной кислотой максимальное ее воздействие на породу происходит в прискважинной зоне. В удаленной же зоне пласта реакция кислоты с породой

идет менее интенсивно ввиду потери части ее активности. В результате этого при скважинной обработке будет обрабатываться более интенсивно с формированием максимального числа каналов растворения в ущерб интенсивности формирования последних в удаленной зоне пласта. Отсюда очевидна необходимость торможения химического взаимодействия между кислотой и породой. Замедление скорости реагирования кислоты с породой методом специальной препарировки рабочего раствора кислоты химическими реагентами- замедлителями дает эффект для достижения конечной цели- продавливания кислоты на максимальное расстояние от ствола скважины с сохранением большей доли ее активности. Рекомендуемая технология обработки ПЗС “кислотой с замедлителем” запатентована в Российской Федерации. Она использовалась на нефтяных месторождениях Тимано-Печорской провинции, по результатам которой были сделаны следующие выводы:

1. Скорость реакции кислоты замедленного действия с пористой водонасыщенной средой в 3-4 раза меньше, чем аналогичный показатель у обычной соляной кислоты.
2. Скорость реакции кислоты замедленного действия с пористой нефтенасыщенной средой в 2 раза выше, чем при использовании обычной технической соляной кислоты.
3. Прирост коэффициента вытеснения нефти по сравнению с обычной соляно-кислотной обработкой при использовании кислоты замедленного действия составляет 15,4%, что также подтверждает высокую эффективность рассматриваемой технологии.

В связи с изложенным, на месторождении Хамза рекомендовано с 1997г. во всех продуктивных скважинах провести соляно-кислотную обработку с концентрацией HCl не выше 10%, с использованием современных технологий и новейших реагентов: ингибиторов, интенсификаторов, стабилизаторов, замедлителей. Составление рецептур осуществляется в

лабораторных условиях для конкретных геолого-физических условий горизонтов Шуэйба и Хоммара.

Дальнейший прогноз динамики добычи нефти на месторождении Хамза выполнен при допущении увеличения дебита нефти в скважинах из горизонта Шуэйба до $40 \text{ м}^3/\text{сут}$ ($\sim 250 \text{ атм./сут.}$) и горизонта Хоммара до $20 \text{ м}^3/\text{сут.}$ ($\sim 125 \text{ атм./сут.}$).

Варианты доработки залежей нефти на месторождении Хамза

Были рассмотрены 5 вариантов разработки залежей нефти месторождения Хамза при воздействии на пласты.

1. Вариант естественного режима.
2. Вариант приконтурного заводнения.
3. Вариант с боковой врезкой стволов.
4. Вариант с глубокопроникающей перфорацией.
5. Вариант горизонтального бурения скважин.

Во всех вариантах предусматривается совместная эксплуатация горизонтов Шуэйб и Хоммар.

Прогнозирование показателей 5-ти вариантов разработки основано на численном решении задачи двух-фазной фильтрации флюида с фазовыми превращениями в неоднородном пласте. В принципе, для прогнозирования изменения давления в залежи достаточно знать распределение коэффициентов проницаемости и пористости по объему залежи, что в неявном виде задает и геометрия пласта, и решать уравнение пьезопроводности в трехмерной области. Однако, неопределенность детального строения залежи, коллекторских свойств и наличие тектонических нарушений на месторождении Хамза делает такой подход неприемлемым.

На сегодняшний день все программные комплексы, предназначенные для моделирования разработки месторождений как основу для создания

гидродинамических моделей используют геолого-математические модели месторождений, построенные с применением специализированных программных пакетов. От точности построения геолого-математической модели зависят результаты моделирования разработки, т.е. расчета прогнозных показателей.

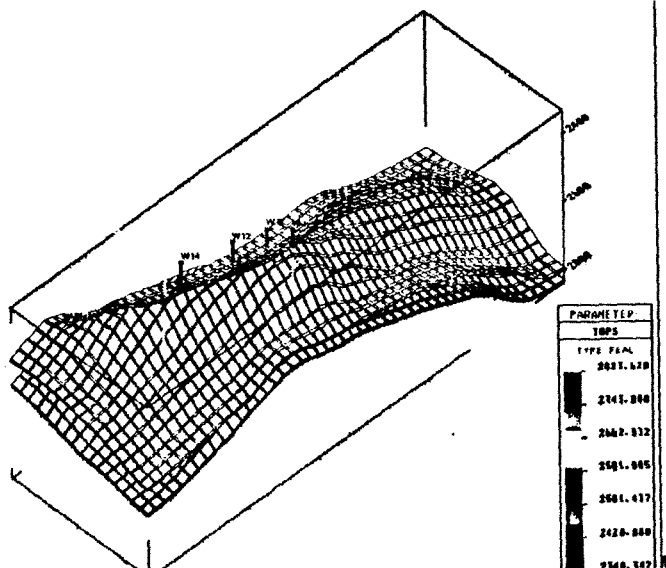
Геолого-математические модели горизонтов Шуэйба и Хоммара построены с помощью программного обеспечения трехмерной визуализации "Res - View". Для каждого горизонта и пласта в скважинах имелись отметки кровли, данные по пористости, проницаемости, эффективные и общие толщины. Основное достоинство системы заключается в применении передовых алгоритмов сетко-построения, генерировании многоповерхностных моделей, различных видов неоднородностей и больших возможностях для редактирования данных.

При построении модели весь объем залежей погоризонтно был разбит на блоки с размерами сторон 125м, каждый горизонт содержал 1248 блоков. Была построена геологическая модель, состоящая из 5-ти слоев с различными коллекторскими свойствами (рис.4.2.1).

Для гидродинамического моделирования месторождения Хамза использовалось современное программное обеспечение: гидродинамический симулятор "MORE" фирмы "Rohar". Исходные геолого-физические параметры продуктивных горизонтов приведены в таб.3.1. Дополнительные осредненные сведения по пластовым флюидам отражены в таблице 4.2.1.

ОСНОВНЫЕ СВОЙСТВА ФЛЮИДОВ

ПАРАМЕТРЫ	ЗНАЧЕНИЕ
1. плотность нефти в пластовых условиях	870.0 кг/м ³
2. молекулярный вес нефти	250.0 кг/к моль
3. молекулярный вес газа	23.171 кг/к моль
4. плотность воды в стандартных условиях	1000.0 кг/м ³
5. плотность воды при 0 атм	1000.0 кг/м ³
6. сжимаемость воды	43.511 10 ⁻⁶ (1/атм)
7. вязкость воды	1.0000 сПз
8. пластовая температура	90.5 °C



Месторождение Хамза.
Трехмерная геологическая модель
для гидродинамических расчетов.
Составил: Балкер Наель.
2000.

Рис. 4.2.1

Для построения гидродинамической сетки были использованы построенные в пакете "Res - View" структурные карты, карты толщин и карты петрофизических параметров, а также использованы специальные процедуры осреднения, позволяющие учесть макроанизотропность проницаемости. Для проведения гидродинамических расчетов была получена 5-ти слойная модель, имеющая 24 узла по оси X и 52 по оси Y. В пределах каждого слоя и узла сетки определялись значения толщин, пористости и проницаемости.

Симулятор "MORE" фирмы "Rohac" включает в себя комплекс программ прогнозирования показателей разработки месторождений со сложным компонентным составом и высокими термоатмическими условиями, включающий в себя композиционную трехмерную гидродинамическую модель и расчет движения газожидкостной смеси в стволе скважины. В расчетах детально учитывались фазовые превращения (рис. 4.2.2. и 4.2.3).

Основным критерием разработки залежей по всем вариантам принималось значение обводненности продукции равное 95%.

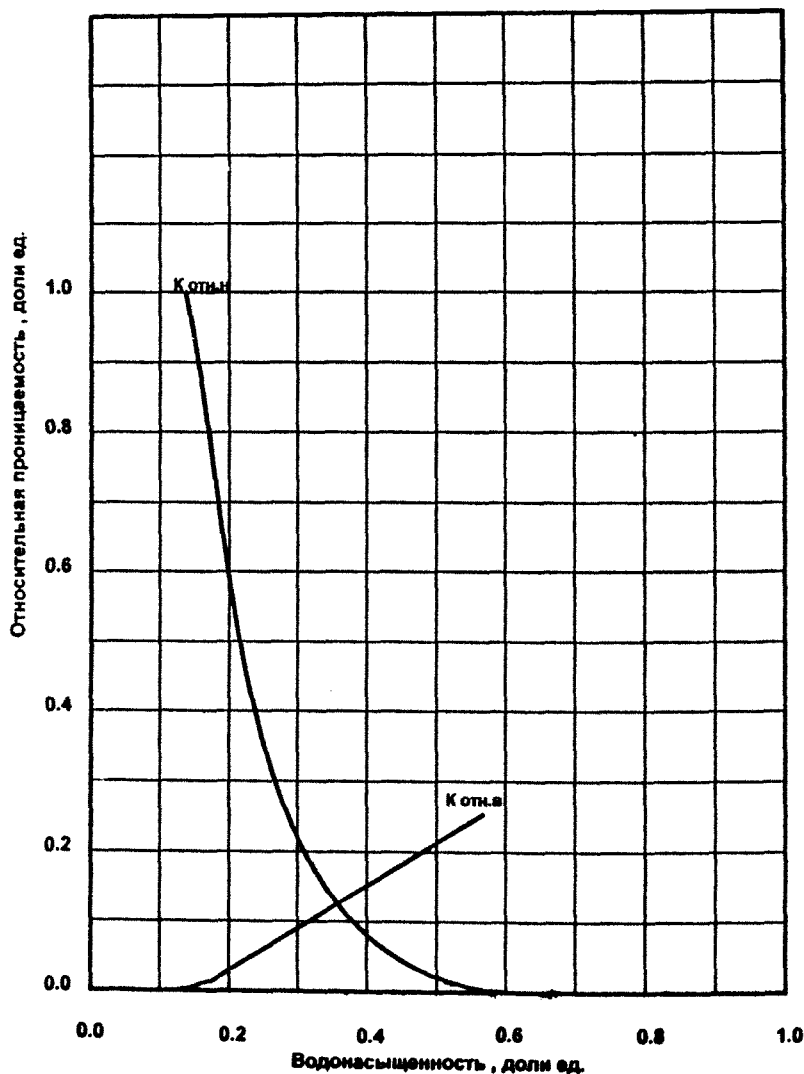
По законам гидродинамики были рассчитаны и построены карты площадного изменения давлений (рис. 4.2.4. и 4.2.5), водонасыщенности (рис.4.2.6. и 4.2.7), нефтенасыщенности, обводненности продукции. В расчетах по годам определялись значения дебитов ,годовой и накопленной добычи нефти, газа и воды, водо-нефтяной и газо-нефтяной факторы, дебит и годовая закачка воды, обводненность продукции.

Вариант естественного режима при воздействии на пласты в призабойной зоне.

На месторождении Хамза можно выделить две фазы разработки нефтяных залежей. На первом этапе проявился упругий режим разработки, основным условием которого является превышение пластового давления над давлением насыщения и относительная замкнутость системы, вызванная удаленностью 4-х добывающих скважин от ВНК, что не допускает

**График средних значений относительной проницаемости
в функции водонасыщенности Шуэйбской формации**

Составил : Балкер Наель
по данным Core Laboratories
2000 г.



**График средних значений относительной проницаемости
в функции водонасыщенности Хоммарской формации**

Составил : Балкер Наель
по данным Core Laboratories
2000 г.

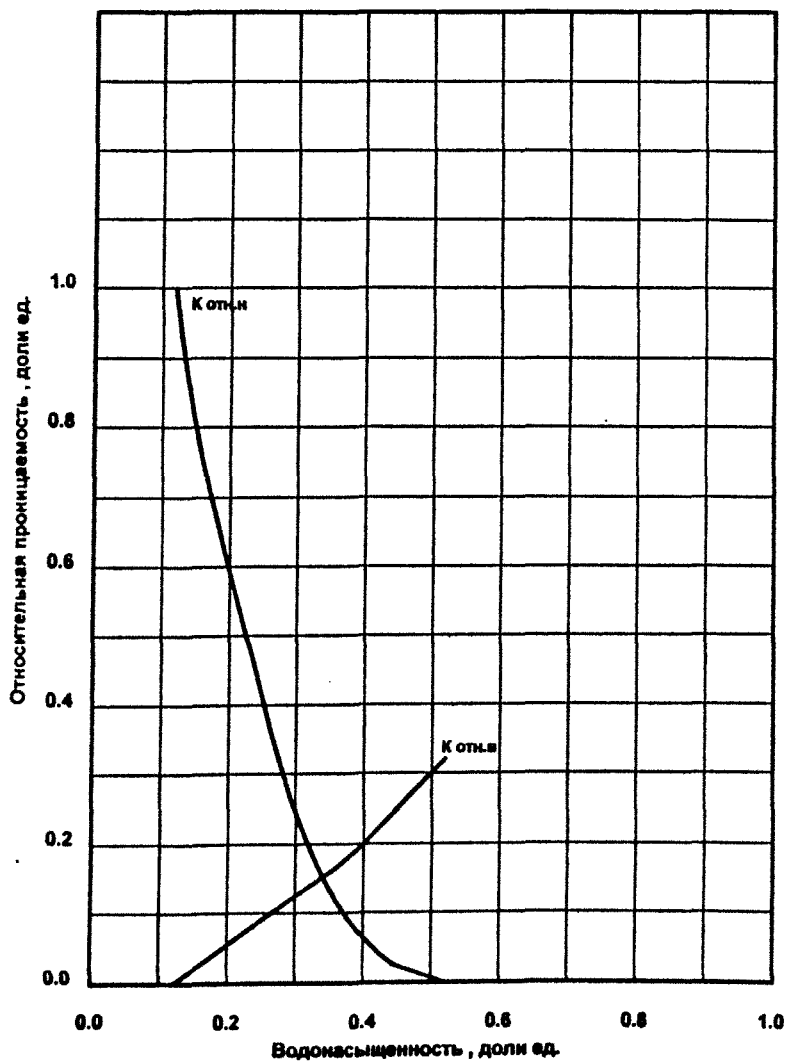
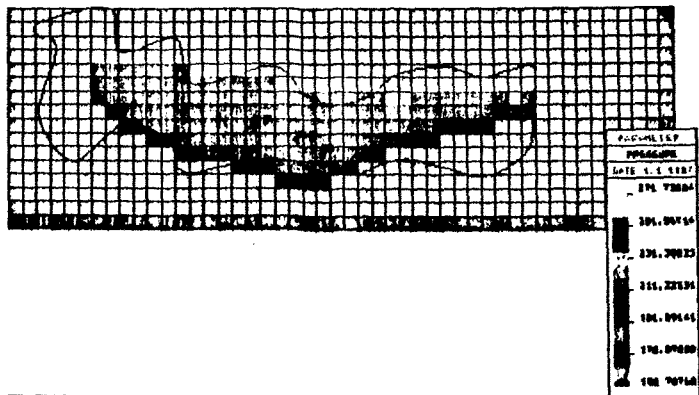


Рис. 4.2.3

Горизонт Шуэйб.
Карта распределения пластового давления .
по состоянию на 01.01.1997 г.
Составил Балмар Навал
2000 г.



Горизонт Шуэйб.
Карта распределения пластового давления.
по состоянию на 01.01.2005 г.

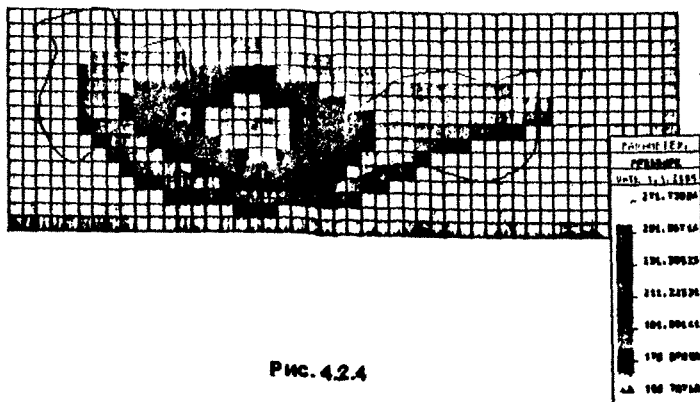
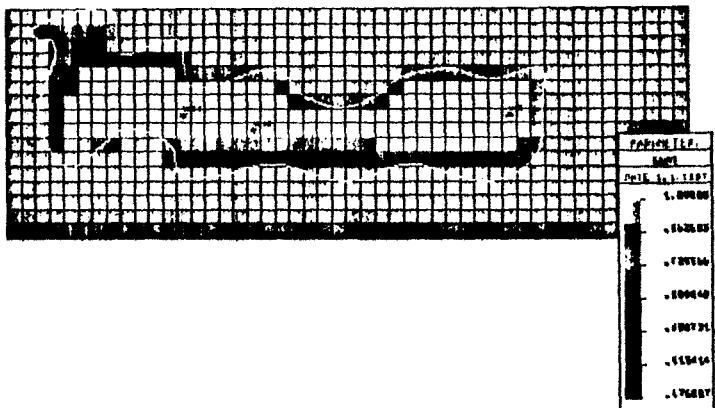


Рис. 4.2.4

**Горизонт Шуэиё.
Карта распределения водонасыщенности .
по состоянию на 01.01.1997 г.
Составил Балмор Наель
2000 г.**



Горизонт Шуэиё.
Карта распределения водонасыщенности .
по состоянию на 01.01.2005 г.

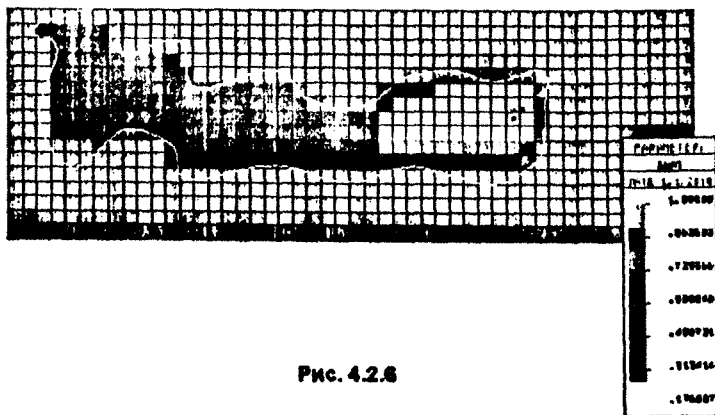
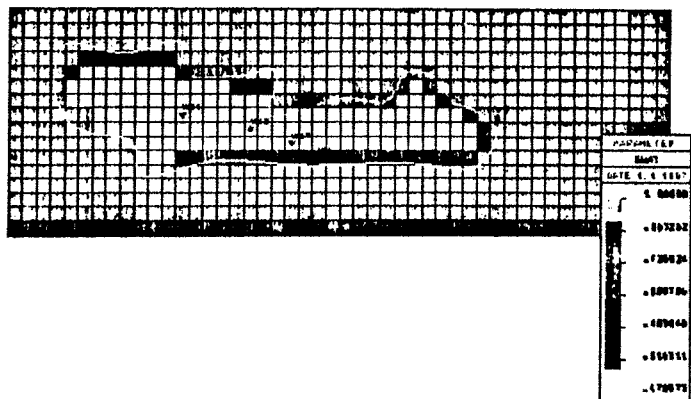


Рис. 4.2.6

Горизонт Хоммар.
Карта распределения водонасыщенности.
 по состоянию на 01.01.1997 г.
 Составил: Балмар Навль
 2000 г.



Горизонт Хоммар.
Карта распределения водонасыщенности.
 по состоянию на 01.01.2010 г.

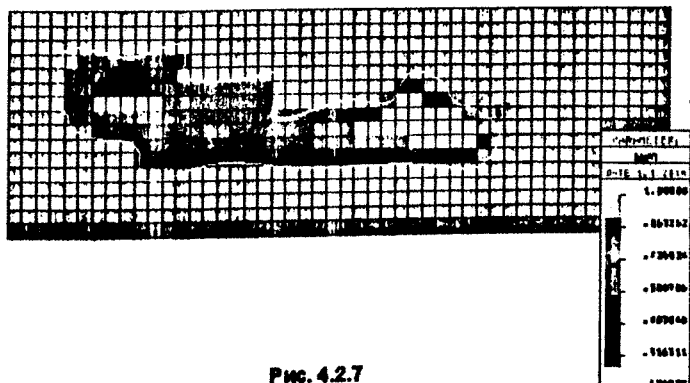


Рис. 4.2.7

возможности притока в залежь жидкости извне и создает условия ограниченного расхода сил упругой деформации системы. При этих условиях движение жидкости к забоям скважин в период снижения пластового давления от начального до давления насыщения осуществляется лишь за счет упругих сил однофазной нефти, связанной воды и породы, заключенной в объеме залежи.

Учитывая очень низкий газонефтяной фактор (ГНФ) для горизонта Шуэйба $0.002 \text{ тыс.м}^3/\text{м}^3$ и для горизонта Хоммар $0.035 \text{ тыс.м}^3/\text{м}^3$, сила упругости выделившегося из раствора акклюдированного газа не окажет существенного влияния на процесс продвижения жидкости по пласту.

На втором этапе разработки залежи определенное влияние окажет законтурная водонапорная система, когда наряду с упругими силами самой залежи на приток нефти к забоям скважины будет влиять поступление воды в пласт.

Вариант приконтурного заводнения

Заводнение нефтяных месторождений, применяемое с целью вытеснения нефти водой и поддержания пластового давления на заданном уровне, наиболее распространенный в мире вид воздействия на пласты разрабатываемых месторождений.

Приконтурное заводнение обычно применяют для ускоренного воздействия на залежь, размещая нагнетательные скважины в непосредственной близости от контура нефтеносности, при условии:

- ухудшенной гидродинамической связи пласта с внешней областью;
- при сравнительно малых размерах залежи;
- для интенсификации процесса разработки, так как фильтрационные сопротивления между линиями нагнетания и отбора уменьшаются.

Эти критерии могут быть отнесены и к месторождению Хамза.

Для увеличения рентабельности разработки залежей горизонтов Хоммар и Шуэйб в качестве нагнетательных скважин рекомендуется использовать разведывательные скважины №НЗ-5 на северном крыле

структуры, №№ НЗ-6 и НЗ-13 на южном крыле для совместного нагнетания в горизонты Шуэйб и Хоммар и их совместной эксплуатации.

При гидродинамических расчетах как отмечалось ранее, использовались компьютеры с программным обеспечением симулятора "MORE" фирмы "Рохаг", применялись методики, основанные на двумерной совместной фильтрации нефти и воды с учетом модифицированных относительных проницаемостей (рис.4.2.2. и 4.2.3) и с использованием закона распределения давлений.

Вариант боковой врезки стволов

К новым прогрессивным технологиям, способствующим улучшению нефтеотдачи пластов, относится вариант боковой врезки (зарезки) стволов от основного ствола скважины. Положительные примеры применения методики при зарезке боковых стволов есть в Тимано-Печорской провинции. В скважине 503 Пашнинского месторождения зарезку второго ствола осуществили в интервале глубины 2670-2750 м. В скважине 159 Северо-Савиноборского месторождения зарезку второго ствола производили в интервале 1390-1614 м, зенитный угол увеличился с 20 до 30°. В скважине 781 Мичаюского месторождения зарезку второго ствола производили в интервале 250-370 м. Зенитный угол на участке зарезки изменялся от 10.5 до 19.5°. Эффективность работ от 2-х забойных скважин превышала 18 млн.руб., в том числе за счет увеличения добычи 13.8 млн.руб.

На месторождении Хамза выполнен расчет динамики добычи нефти при условии боковой зарезки стволов в каждую из 4-х добывающих скважин с отходом от вертикального ствола на 125м. Вторые стволы предполагается ориентировать вкрест господствующего простирания трещиноватости пород, направленной вдоль оси структуры, ориентируя их (стволы) в северном направлении. Это позволит увеличить площадь охвата залежей и соответственно даст возможность увеличить суммарный дебит нефти в 1.5 раза.

Вариант с глубокопроникающей перфорацией

Одним из вариантов перспективных технологий является глубокопроникающая перфорация. В настоящее время для вторичного вскрытия продуктивных пластов используются в основном кумулятивные перфораторы типа ПК-105, ПК-105С, ЗПКС-80 и др., которые создают каналы в пласт глубиной 250–400 мм диаметром 10–15 мм.

При перфорации ранее пробуренных скважин на глинистом растворе, особенно тех, которые длительное время находились в консервации, при применении таких перфораторов при прострелах пласта не всегда достигается высокая степень вскрытия пласта, следовательно, не всегда создается достаточная связь ствола скважины с незакальматированной частью продуктивного пласта. Результатом этого могут являться заниженные дебиты скважин по сравнению с их потенциальными возможностями.

Для исключения таких явлений, а также с целью восстановления и увеличения производительности вводимых в эксплуатацию скважин, работы по вскрытию продуктивных пластов осуществляются с применением глубокопроникающей перфорации гидравлическими или сверлящими перфораторами, которые значительно (до 3-х метров) увеличивают глубину создаваемых каналов и существенно увеличивают их диаметр - до 50 мм.

При гидродинамических расчетах динамики разработки пластов Шуэиб и Хоммар месторождения Хамза в исходных параметрах пластов во всех скважинах изменилась величина скин-эффекта. Если в других вариантах она равнялась 0, то в варианте глубокопроникающей перфорации величина скин-эффекта стала равной (-5), что характеризует значительное улучшение призабойной зоны, т.е. отражает улучшенную связь призабойной зоны с пластом.

Вариант горизонтального бурения скважин

Интерес к скважинам с горизонтальным стволом усилился в последнее время в связи с улучшением технологии бурения и положительными

результатами заканчивания таких скважин. Это привело к повышению эффективности и улучшению экономических показателей добычи нефти. Повышение темпов отбора нефти и увеличение конечной нефтеотдачи стало возможным благодаря преимуществам горизонтальных скважин над вертикальными для многих пластов, разработка которых малорентабельна. Преимущества скважин с горизонтальным стволом заключаются в следующем:

- в повышенной продуктивности или приемистости;
- более высоким коэффициентом охвата пласта;
- пониженными эффектами развития конусов воды или газа и вязкостного языкообразования;
- увеличенной площади дренирования.

На площади месторождения Хамза с целью увеличения нефтеотдачи пластов рекомендовано бурение двух горизонтальных скважин HZ-18, расположенной в 250 м к юго-западу от скважины HZ-12 с отклонением забоя в северном направлении на расстоянии 500 м и скважины HZ-19, расположенной в 500 м к юго-западу от скважины HZ-2, с отклонением забоя в северо-западном направлении на расстоянии 500 м вкрест простирания структуры и господствующей ориентировки трещиноватых зон.

Выбор рекомендуемого варианта разработки месторождения Хамза

Наиболее эффективным методом на месторождении Хамза оказывается использование скважин горизонтального бурения. Они характеризуются наименьшим сроком разработки 21 год горизонта Шуэйб и 33 года горизонта Хоммар; максимальной нефтеотдачей, составляющей по горизонту Шуэйб –27.97 % и горизонту Хоммар–28.75 %, при которых накопленная добыча нефти соответственно составляет 659.01 и 388.87 тыс.м³ при обводненности продукции 94 и 94.6 %.

На втором месте по технологическим показателям следует вариант с боковой врезкой ствола, при котором продолжительность разработки

Шуэибской залежи составляет 22 года и Хоммарской - 33 года. Нефтеотдача составляет по ним соответственно 22.01 и 25.92 % и накопленная добыча нефти - 512.58 и 351.14 тыс.м³ при обводненности продукции 93.6, 94.7 %. Очень близки между собой варианты естественного режима (при увеличении дебита нефти), приконтурного заводнения и глубокопроникающей перфорации при разработке Шуэибской залежи. Близки их продолжительности разработки 26-27 лет, нефтеотдача, составляющая 21.48-21.74 % и накопленная добыча нефти 504.28-508.34 тыс.м³.

При разработке Хоммарской залежи лучший эффект может быть получен, среди трех вышеуказанных вариантов, вариант глубокопроникающей перфорации, продолжительность разработки по которому на 9 лет меньше (33года), чем по вариантам приконтурного заводнения и естественного режима (42 года). Несколько выше по этому варианту нефтеотдача и накопленная добыча нефти.

Основные выводы и рекомендации

Результаты основных теоретических и практических исследований по изучению перспектив нефтегазоносности бассейна Азрак и обоснованию новых методов воздействия на продуктивные горизонты месторождения Хамза, для повышения нефтепромышленного потенциала Иордании, сводятся к следующему:

- Создана методика системного анализа перспективных структур. По геохимическим и структурно-геологическим критериям в бассейне Азрак выделено 16 новых перспективных участков, с ресурсами нефти категории Д около 65×10^6 т.
- Создана новая трехмерная геологическая модель нефтяного месторождения Хамза, положенная в основу при гидродинамических расчетах.
- Выполнен сравнительный анализ балансовых и извлекаемых запасов нефти горизонтов Хоммара и Шуэйба объемным методом и методом материального баланса, с учетом различных типов трещинной пористости и водонасыщенности, давший хорошую сходимость.
- Впервые выявлен наклонный характер ВНК на месторождении Хамза на основе гидродинамического анализа притока нефти к скважинам.
- На основе анализа результатов вычислительного эксперимента, на созданной трехмерной гидродинамической модели, выявлена неэффективность применения метода режима истощения и показана необходимость использования новых методов разработки:
 - вариант горизонтального бурения скважин.
 - вариант с боковой врезкой стволов.
 - вариант с глубокопроникающей перфорацией.
- Обоснованы практические рекомендации к внедрению на горизонтах Шуэйб и Хоммар метода горизонтального бурения скважин с конечной нефтеотдачей 27,97 и 28,75 %.

Таким образом, проведение геологоразведочных работ на перспективных участках с целью поисков новых месторождений нефти и газа и выбор рационального комплекса разработки нефтяного месторождения Хамза будет способствовать повышению нефтепромышленного потенциала Иордании.

Список литературы

1. Атлас подводных фотографий Красноморского рифт //Ю.А. Богданов, Е.В. Жулева, Л.П. Зоненшайн и др. М.: Наука, 1983, с. 12-27.
2. Бакиров А.А., Бакиров Э.А., Баренцев М.И. Нефтегазоносные провинции и области зарубежных стран. – Москва: Недра, 1971г.
3. Баренблатт Г.И., Желтов Ю.П. Об основных уравнениях фильтрации однородных жидкостей в трещиноватых породах.
Докл. АН СССР, т. 132, 1960г, № 3.
4. Бейдун З.Р., Даннингтон Г.В. Нефтяная геология и ресурсы Ближнего и Среднего Востока. – Москва: Недра. 1977г, с.135.
5. Белоусов В.В. Восточная Африканская рифтовая система. Том I. Наука 1974г.
6. Божно Н.А. Тектоническое развитие Африки и Аравии в позднем докембрии. // Изв. Вузов. Геология и разведка. 1974г, №2, с. 3-14.
7. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. М., «Недра», 1973г., 248 с.
8. Геологическое строение и нефтегазоносность Северной Африки, Ближнего и Среднего Востока. / М.М. Алиев, В.И. Высоцкий, Н.П. Голенкова, Л.С. Тимонин. – Баку: ЭЛМ, 1979г.
9. Гидродинамические исследования скважин и методы обработки результатов измерений. Р.С. Хисамов, Э.И. Сулейманов, Р.Г. Фархуллин и др. М., ОАО «ВНИИ ОЭНГ», 1999г., 226 с.
10. Гиматулинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта. М., «Недра», 1971г.
11. Глубинное геологическое строение Иордании по геофизическим данным. // Абдала Срур Абдалла Мохамд Аль Зуби // Диссертация на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук. Санкт-Петербург, 1992г.

12. Горбунов А.Т. Установившийся поток жидкости к скважине с учетом изменения проницаемости в двучленном законе фильтрации. Труды ВНИИ, вып.4 «Недра», М., 1967г., с. 23-26.
13. Григорьева В.А., Еремин Н.А., Наель Балкер. Особенности геологического строения и перспектив нефтегазоносности территории Иордании. «Нефтепромысловое дело» №3,2000г. ОАО «ВНИИ ОЭНГ».
14. Григорьева В.А., Еремин Н.А., Наель Балкер. Оценка запасов нефти месторождения Хамза в Иордании объемным методом. «Нефтепромысловое дело» №6, 2000г. ОАО «ВНИИ ОЭНГ».
15. Григорьева В.А., Еремин Н.А., Наель Балкер. Определение сжимаемости парового объема пород продуктивных горизонтов месторождения Хамза в Иордании. «Нефтепромысловое дело» №7, 2000г. ОАО «ВНИИ ОЭНГ».
16. Дж. Гриффитес. Научные исследования осадочных пород. Пер. с английского. М.: Мир, 1971г.
17. Гришин Ф.А. Промышленная оценка месторождений нефти и газа. М., « Недра» 1985г., с. 272.
18. Дж. Р. Джилмен, Дж. Р. Джаргон. Оценка поведения горизонтальных скважин. Жур. «Нефть, газ и нефтехимия за рубежом», 1992г., №10. Изд-во «Топливо и энергетика».
- 18^a. Дюбертре Л., Северо-восточная Африка и Аравийский полуостров. – В сб.: Тектонические карты континентов на XXIII сессии Международного геологического конгресса. М. «Наука», 1967г.
19. Ю.П. Желтов. Разработка нефтяных месторождений. Изд-во «Недра» г. Москва. 1998г., с.17-357.
20. Забуривание новых стволов прямыми компоновками бурильной колонны. Юдин В.М., Вдовенко В.П., Буслаев В.Ф. и др. Жур. «Газовая промышленность». ООО «Газсвязь», октябрь 2000г., с. 56-57.

21. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки нефтяных месторождений и газа. М.М. Иванова, Л.Ф. Дементьев, И.П. Чоловский. Изд-во «Недра» г. Москва. 1985г.
22. М.Л. Карнаухов, Ю.А. Рязанцев. Справочник по испытанию скважин. Изд-во «Недра» г. Москва. 1984г.
23. Л.Г. Кульпин, Ю.А. Мясников. Гидродинамические методы исследования нефтегазоводоносных пластов. Изд-во «Недра» г. Москва. 1984г.
24. Майдебор В.И. Особенности разработки нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами. М., «Недра», 1980г., с. 288.
25. Минаев Б.П. Определение параметров пласта по кривым восстановления давления с учетом гидродинамического несовершенства скважин. РНТС, «ВНИИ ОЭНГ», «Нефтепромысловое дело» №6, 1976г.
26. Палий А.О. Режимы разработки нефтяных месторождений. Изд-во «Недра» г. Москва. 1998г.
27. Поникаров В.П., Сулиди-Кондратьев Е.Д., Козлов В.В., Казмин В.Г. Тектоника северной части Аравийской платформы. – Сов. геология, 1964, №1.
28. Поникаров В.П., Козлов В.В. и др. Геология и полезные ископаемые зарубежных стран // Тр. НИЛ Зарубежгеология. Вып. 18. – М.: «Недра», 1969г., 216с.
29. Развальяев А.В., Кравцов А.И. и др. О ранних этапах Красноморской рифтовой зоны // Геотектоника №6, 1975г.
30. Сулиди-Кондратьев Е.Д., Козлов В.В. Деструкция земной коры в зоне сочленения Африкано-Аравийского континента и Средиземноморского складчатого пояса. 1980г., с.40-49.
31. Сургучев М.Л. и др. Геологические условия эффективного изменения методов интенсификации пластов. «Нефтяное хозяйство», №4, 1979г., с.29-34.

32. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Ш.К. Гиматулинов, Р.Е. Андриасова, И.Т. Мищенко, А.И. Петрова и др. «Недра» 1983г.
33. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. Требин Ф.А., Щербаков Г.В., Яковлев В.П. М., «Недра», 1965г., 276с.
34. Чарный И.А., Умрихин И.Д. Об одном методе определения параметров по наблюдениям неустоивившегося режима притока к скважинам. Уметехиздат., М., 1957г, 47с.
35. Чекамяк Э.Б. Основы пьезометрии залежей нефти и газа. Гостехиздат, УССР, г. Киев, 1961г., 286с.
36. Щелкачев В.Н. Разработка нефтеводоносных пластов при упругом режиме. М.,Гостоитехиздат, 1959г.,467с.
37. Шуров В.И. Технология и техника добыча нефти. М., «Недра», 1983г.
38. Эффективность разработки НГКМ многозабойными скважинами. Юдин В.М., Вдовенко В.П., Буслаев В.Ф. и др. Жур. «Газовая промышленность». ООО «Газсвязь», февраль 2000г., с.27-28.
39. Abdulkader M. Abed., Geology of Jordan. University of Jordan. Amman 1982 (на арабском языке).
40. Bartov V., Steinitz Q., Eyal M. And Eyal V. 1980. Sinistral movement along the Gulf of Agaba its age and relation to the opening of the Red Sea. Nature. 285: p. 220-222.
41. Bender F. Geology of Jordan. Berlin 1974.
42. Bender F. Geology of the Arabian Peninsula (Jordan). Washington 1975.
43. Core Laboratories, Inc. Azrag Basin Study, volume – I // Final Report 1987
44. Core Laboratories, Inc. Azrag Basin Study, volume – IIIA // Structural geology 1987.
45. Core Laboratories, Inc. Azrag Basin Study, volume – IIIA // Structural geology – Logs and Maps 1987.
46. Core . Laboratories, Inc. Azrag Basin Study, volume – IIID // Reservoir geology / Hydrodynamics 1987.

47. Core Laboratories, Inc. Azrag Basin Study, volume – IIID // Reservoir geology / Hydrodynamics – Logs and Maps 1987.
48. Core Laboratories, Inc. Azrag Basin Study, volume – IIIB // Stratigraphy 1987.
49. Core Laboratories, Inc. Azrag Basin Study, volume – IIIC // Depositional Environments – Analytical Data (3) 1987.
50. Clapp F.G., 1936, geology and lithology of the Dead Sea area Palestine and Trans – Jordan. Bull. Am. Ass. Petrol geol. 20, 7: 881-909.
51. Core Laboratories, Inc. Azrag Basin Study, volume – IV // Geochemistry 1987.
52. Core Laboratories, Inc. Azrag Basin Study, volume – IV // Geochemistry Analytical Data (1) 1987.
53. Core Laboratories, Inc. Azrag Basin Study, volume – IV // Geochemistry Analytical Data (2) 1987.
54. Core Laboratories, Inc. Azrag Basin Study, volume – IIIC // Depositional Environments 1987.
55. Core Laboratories, Inc. Azrag Basin Study, volume – IIIB // Stratigraphy – Logs and Data 1987.
56. David J. Burdon. Handbook of the geology of Jordan. Amman 1959.
57. El - Jsa Z., Lithospheric structure of the Jordan Dead Sea transform from earthquake data. Tectonophysics 180., 1990., p.29-36.
58. El-Jsa Z., Mechie J., Prodehe C., Makris J., A Crystal Structure Study of Jordan derived from seismic refraction Tectonophysics 138., 1987.
59. Freund R.A. Model of the structural development of Israel and Adjacent areas since upper Cretaceous times. Geol. Log., O2, 1965. P.: 189-205.
60. Garfunkel Z., Zak J., and Freund R. 1981. Active faulting in the Dead Sea rift. Tectonophysics, 80. p.: 1-26.
61. Hufnagel H., Oil shale in Jordan natural resources and development, volume 22. A biannual collection of recent German

contributions concerning the exploration and exploitation of natural resources.

62. Lovelock, P.E.R., 1984, A review of the tectonics of the northern Middle East region, *Geol. Mag.* 121, #6.
63. Minbel, Sh., 1985, New lights on the major structural framework which tectonics of north and central Jordan, University of Jordan.
64. Natural Resources in Jordan (Inventory – Evaluation – Development Program). By M.M. Abu-Ajamich, F. Bender et. al.. Amman 1988.
65. Qyemell A.M. 1984. The Western Arabian rift system. in. J.E. Dixon and A.H.E. Robert son (Edit ors). The geological Evaluation of the Eastern Mediter-ranean. *Geol. Soc. Lodon. Spec. Publ.* 17.p:775-778.
66. Waples D.W. Geochemistry in petroleum exploration. Boston, Int. Humen, Res., Dev.,co / 1985, 232p.

Список рисунков

- Рис. 1.1.1. Схема региональной тектоники и размещения нефтяных месторождений на ближнем Востоке.
- Рис. 1.1.2. Тектоническая карта Иордании.
- Рис. 1.1.3. Геологический профиль Иордании по линии I-I.
- Рис. 1.1.4. Структурная карта по кровле формации Шуэйб бассейна Азрака.
- Рис. 1.5.1. Структурная карта по кровле формации Шуэйб.
- Рис. 1.5.2. Схема корреляции продуктивных горизонтов.
- Рис. 1.5.3. Месторождение Хамза: График зависимости проницаемости от пористости отложений Карнаба ($K_{1a1}+K_{1a}$) (доломиты).
- Рис. 1.5.4. Месторождение Хамза: График зависимости проницаемости от пористости отложений Наора ($K_2 S_1$) (доломиты).
- Рис. 1.5.5. Месторождение Хамза: График зависимости проницаемости от пористости отложений Шуэйба ($K_2 S_4$) (доломиты).
- Рис. 1.5.6. Месторождение Хамза: График зависимости проницаемости от пористости отложений Шуэйба ($K_2 S_3$) (известняки).
- Рис. 1.6.1. Геологический профиль по линии I-I продуктивных горизонтов Шуэйб и Хоммар.
- Рис. 1.6.2. Месторождение Хамза: Структурная карта по кровле горизонта Шуэйба.
- Рис. 1.6.3. Месторождение Хамза: Структурная карта по кровле горизонта Хоммар.
- Рис. 1.6.4. Карта пористости пород горизонта Хоммар.
- Рис. 1.6.5. Карта проницаемости пород (коллекторов порового типа) горизонт Хоммар.
- Рис. 1.6.6. Карта проницаемости пород (коллекторов порово-трещинного типа) горизонт Хоммар.
- Рис. 1.6.7. Карта пористости пород горизонта Шуэйба.
- Рис. 1.6.8. Карта проницаемости пород (коллекторов порового типа) горизонт Шуэйб.

Рис. 1.6.9. Месторождение Хамза: Карта проницаемости пород (коллекторов порово-трещинного типа) горизонт Шуэйба.

Рис. 1.6.10. Месторождение Хамза: Карта проницаемости пород (коллекторов порово-трещинного типа) горизонт Шуэйба.

Рис. 1.6.2.1. График статических пластовых давлений в зависимости от суммарной добычи нефти в Хоммарской формации.

Рис. 1.6.2.2. График статических пластовых давлений в зависимости от суммарной добычи нефти в Шуэйбской формации.

Рис. 2.1.1. Горизонт Шуэйб. Скважина HZ-12 Зависимость изменения забойного давления от дебита нефти.

Рис. 2.1.2. Горизонт Хоммар. Скважина HZ-12 Зависимость изменения забойного давления от дебита нефти.

Рис. 2.2.1. Горизонт Хоммар. График восстановления давления в скважине HZ-12 (5-6) апреля 1986 г.

Рис. 2.2.3. Горизонт Хоммар. График восстановления давления в скважине HZ-12 3 февраля 1986 г.

Рис. 4.2.1. Месторождение Хамза. Трехмерная геологическая модель для гидродинамических расчетов.

Рис. 4.2.2. График средних значений относительной проницаемости в функции водонасыщенности Шуэйбской формации.

Рис. 4.2.3. График средних значений относительной проницаемости в функции водонасыщенности Хоммарской формации.

Рис. 4.2.4. Горизонт Шуэйб. Карта распределения пластового давления по состоянию на 01.01.97 г. на 01.01.05 г.

Рис. 4.2.5. Горизонт Шуэйб. Карта распределения пластового давления по состоянию на 01.01.97 г. на 01.01.10 г.

Рис. 4.2.6. Горизонт Шуэйб. Карта распределения водонасыщенности на 01.01.97 г. на 01.01.2005 г.

Рис. 4.2.7. Горизонт Шуэйб. Карта распределения водонасыщенности на 01.01.97 г. на 01.01.2010г.

Список таблиц

Табл. 1.4.2.1. Физико-химические свойства нефтей.

Табл. 1.4.2.2. Физико-химические свойства нафтидов.

Табл. 1.4.4. Методика системного анализа перспективных структур.

Табл. 1.5.1. Проницаемость пород порового и порово-трещинного типов в функции пористости для отложений свиты Наора (K_2S_1).

Табл. 1.5.2. Проницаемость пород порового и порово-трещинного типов в функции пористости для известняков свиты Хоммара (K_2S_2).

Табл. 1.5.3. Динамика добычи нефти из продуктивного горизонта Хоммар на 01.01.97 г.

Табл. 1.5.4. Проницаемость пород порового и порово-трещинного типов в функции пористости для отложений свиты Шуэйба на 01.01.97 г.

Табл. 1.5.5. Динамика добычи нефти из продуктивного горизонта Шуэйб на 01.01.97 г.

Табл. 1.6.1. Начальные балансовые и извлекаемые запасы нефти месторождения Хамза.

Табл. 1.6.2.1. Исходные данные для расчетов оценки запасов нефти методом материального баланса. Горизонт Хоммара.

Табл. 1.6.2.2. Исходные данные для расчетов оценки запасов нефти методом материального баланса. Горизонт Шуэйба.

Табл. 1.6.2.3. Расчетные коэффициенты сжимаемости пород.

Табл. 1.6.2.4. Подсчетные параметры и оценка начальных балансовых запасов нефти месторождения Хамза методом материального баланса. Горизонт Хоммара.

Табл. 1.6.2.5. Подсчетные параметры и оценка начальных балансовых запасов нефти месторождения Хамза методом материального баланса. Горизонт Шуэйба.

Табл. 1.6.2.6. равнительная оценка запасов нефти месторождения Хамза, выполненная методами объемным и материального баланса.

Табл. 2.2.1. Горизонт Хоммар HZ-12: Данные восстановления давления 5-6 апреля 1986 г.

Табл. 2.2.3. Горизонт Хоммар HZ-12: Данные восстановления давления 3 февраля 1986 г.

Табл. 2.2.4. Сравнительный анализ гидродинамических параметров при разных способах исследования продуктивных пластов.

Табл. 3.1. Характеристика исходных геолого-физических параметров продуктивных горизонтов месторождения Хамза.

Табл. 3.2. Месторождение Хамза. Динамика коэффициентов нефтеотдачи при разных методах по данным математического моделирования.

Табл. 4.2.1. Основные свойства флюидов.

Подписано в печать
Объем

Формат 60х90/16
Тираж 50

Заказ 996

119991, Москва, Ленинский просп. ,65
Отдел оперативной полиграфии
РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина