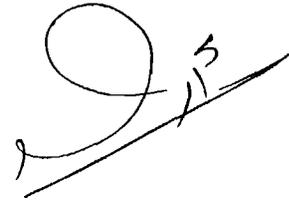


На правах рукописи



04201003980

Маджид Мохаммад Махави

**ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ КОМПЛЕКСНОГО
ОСВОЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ РЕСУРСОВ ЮГА ИРАКА**

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

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени

кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель

доктор технических наук, профессор

Котенёв Юрий Алексеевич

Уфа 2010

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
ВВЕДЕНИЕ	4
1 ОСОБЕННОСТИ ТЕКТОНИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ АРАВИЙСКОЙ ПЛИТЫ И ИРАКА.....	8
1.1 Тектоника Аравийской плиты	8
1.1.1 Тектоническая эволюция Аравийской плиты	10
1.1.2 Тектонические линии Аравийской плиты	10
1.1.3 Тектоника и геоморфология Ирака	12
1.2 Геологическое строение бассейна Месопотамия	16
1.2.1 Влияние тектоники на отложения бассейна Месопотамия	17
1.2.2 Нефтематеринские горные породы в бассейне Месопотамия ...	18
1.2.3 Коллекторы, покрышки и ловушки в бассейне Месопотамия ...	18
Выводы по главе 1	20
2 ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЮГА ИРАКА	21
2.1 Развитие стратиграфического разреза юга Ирака	21
2.2 Палеофации и сеноманско-туронский цикл на Аравийской плите	24
2.3 Петрофизические характеристики резервуаров месторождений юга Ирака	28
2.4 Продуктивная свита Мишриф на месторождениях юга Ирака ..	29
2.4.1 Стратиграфические характеристики свиты Мишриф юга Ирака	30
2.4.2 Наложение генетических единиц в свите Мишриф	33
2.4.3 Петрофизические и петрографические характеристики свиты Мишриф на юге Ирака	35
2.5 Свита Хасиб на юге Ирака	38
Выводы по главе 2	39

3	СОСТОЯНИЕ ЗАПАСОВ И РЕСУРСОВ НЕФТИ ИРАКА. ОБЗОР ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ДОБЫЧЕ НЕФТИ УЛУЧШЕННЫМИ МЕТОДАМИ В ИРАКЕ И МИРЕ	41
3.1	Запасы и ресурсы нефти Ирака	41
3.2	История и объемы нефтедобычи в Ираке	45
3.3	Перспективы заводнения, добычи нефти улучшенными и вторичными методами в Ираке	47
3.3.1	Проблемы применения вторичных методов добычи нефти на месторождениях юга Ирака	49
3.4	Применение современных методов увеличения нефтеотдачи в мире	51
3.5	Применение методов увеличения нефтеотдачи в России	56
	Выводы по главе 3	62
4	ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЮГА ИРАКА	63
4.1	Общие особенности месторождений юга Ирака	63
4.2	Оценка газового воздействия на пласты южной части Ирака. Характеристика газового месторождения (Г)	65
4.2.1	Свита (А) на газовом месторождении (Г)	65
4.2.2	Оценка запасов газа на месторождении (Г)	68
4.3	Характеристика нефтяного месторождения Зубейр	68
4.3.1	Резервуар Мишриф на месторождении Зубейр	69
4.3.2	Оценка запасов нефти месторождения Зубейр	77
4.4	Обоснование безкомпрессорного газового воздействия для извлечения нефти на месторождении Зубейр	77
	Выводы по главе 4	94
	ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ	96
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	98

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы.

Ирак – одна из самых богатых нефтью стран мира. Сегодня он занимает второе место в мире по запасам углеводородного сырья, уступая лишь Саудовской Аравии. Доказанные запасы нефти в Ираке превышают 113 млрд. баррелей (10% мировых ресурсов нефти), а запасы газа 4,5 трлн. м³. Ирак находится на северо-восточной окраине Аравийской плиты, которая особенно подвергалась тектоническим движениям в прошедшие геологические периоды, в связи с этим основался бассейн Месопотамии в центре и на юге Ирака. На юге Ирака находится несколько гигантских месторождений, которые содержат большую часть запасов нефти Ирака. Структуры месторождений юга Ирака являются антиклинальными в направлении с севера на юг, характеризуются близким расположением друг к другу, в результате влияния Альбанского орогенеза и влияния мощной соляной толщи Ормуз.

Месторождения юга Ирака характеризуются многопластовостью и расчлененностью. Основными продуктивными свитами являются Мишриф и Зубейр. Свита Мишриф, состоящая из карбонатных рифовых (рудистовых) пород, распространяется регионально и прослеживается на всех месторождениях юга Ирака. Вторичным методом добычи на нефтяных месторождениях юга Ирака является заводнение. В последние годы возникли проблемы обводнения при добыче нефти из свиты Мишриф, особенно на месторождениях, где используют закачку воды.

Изучение геологических особенностей (седиментологических, петрофизических и петрографических) свиты Мишриф и определение возможных причин возникновения проблем при добыче нефти в рифовых рудистовых породах, характеризующихся высокой неоднородностью пористости, доказало, что использование метода закачки воды не является целесообразным. Следовательно, исходя из особенностей геологического

строения, необходимо обосновать альтернативные современные методы извлечения нефти на месторождениях юга Ирака.

В последние годы расширяется использование газовых технологий в различных регионах (Россия, США, Канада, Венесуэла, страны среднего востока: ОАЭ, Катар и Кувейт). Изучение российского опыта показало, что использование для повышения нефтеотдачи из карбонатных рудистовых коллекторов закачки газа обеспечивает высокое вытеснение нефти (месторождения южного региона Башкортостана). Актуальность геологического обоснования применения новых технологий разработки нефтяных месторождений южного Ирака возрастает в связи с предстоящим освоением ресурсов газа.

Цель работы – изучение особенностей геологического строения нефтяных и газовых месторождений юга Ирака и обоснование перспектив использования комплексных технологий освоения углеводородных ресурсов.

Основные задачи исследований

1. Установление особенностей геологического строения и структурного состояния месторождений углеводородов юга Ирака;
2. Изучение седиментационных особенностей нефтегазоносных свит юга Ирака и оценка пород-коллекторов и пород-флюидоупоров;
3. Оценка запасов и ресурсов нефти и газа на месторождениях-полигонах;
4. Обоснование перспектив применения комплексных технологий освоения углеводородных ресурсов на месторождениях юга Ирака.

Методы исследований

Основаны на комплексном подходе при анализе данных о формировании геологической обстановки на юге Ирака (тектоника, стратиграфия, литолого-фациальный анализ), обобщении мирового опыта использования технологий нефтеизвлечения, методик оценки ресурсов нефти и газа и расчёта эффективности газового воздействия.

Научная новизна

Установлены геологические особенности формирования залежей нефти и газа. Доказано, что породы-коллектора свиты Мишриф в результате эрозии, сильного разрушения и процессов растворения имеют высокую степень неоднородности фильтрационно-ёмкостных свойств и являются гидрофобными. Оценены ресурсы углеводородного сырья на месторождениях-полигонах.

Впервые для месторождений юга Ирака обоснована технология газового воздействия для повышения эффективности нефтеизвлечения.

По результатам детального изучения геологического строения нефтегазоносных комплексов региона обоснована энергоресурсосберегающая технология – безкомпрессорное газовое воздействие.

Основные защищаемые положения

Установленные особенности геологического строения пород коллекторов и покрышек нефтегазовых месторождений юга Ирака, их литолого-фациальные свойства и неоднородность.

Результаты исследований по обоснованию газового воздействия для повышения эффективности нефтеизвлечения на месторождениях-полигонах, ресурсы нефти и газа.

Геолого-технологическое обоснование энергоресурсосберегающей технологии освоения углеводородных ресурсов юга Ирака.

Практическая значимость работы

Результаты теоретических исследований, обоснований, расчётов и технологии их реализации могут быть использованы при пуске в разработку газового месторождения (Г) в Ираке. Предварительные результаты диссертационной работы докладывались в нефтяной компании по месту работы соискателя (г. Басра) и получили одобрение. В обобщённом виде

диссертация может использоваться как учебное пособие для студентов вузов нефтегазового профиля.

Апробация работы

Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на: Международной научно-технической конференции «Актуальные проблемы технических, естественных и гуманитарных наук» (г. Уфа, 2008 г.), на VIII конгрессе нефтегазопромышленников России «Проблемы ресурсо- и энергосбережения в технологиях освоения трудноизвлекаемых запасов» (г. Уфа, 2009 г.), а также в Центре химической механики нефти Академии наук Республики Башкортостан (г. Уфа, 2008-2009 гг.) и на кафедре геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений УГНТУ.

Публикации

Основное содержание диссертации опубликовано в 11 работах, в том числе одна из них в издании, рекомендованном ВАК Министерства образования и науки РФ; в 6 статьях и 4 тезисах докладов конференций.

В работах, написанных в соавторстве, соискателю принадлежат постановка задач, анализ и обобщение результатов исследований.

Структура и объём работы

Диссертация состоит из введения, 4 глав, основных выводов и рекомендаций, списка использованных источников, включающего 90 наименований. Диссертационная работа изложена на 107 страницах машинописного текста, содержащего 29 рисунков и 8 таблиц.

Автор выражает благодарность сотрудникам кафедры геологии и разведки НГМ УГНТУ, а также к.т.н., доценту Васильеву В.И. за помощь и консультации.

1 ОСОБЕННОСТИ ТЕКТОНИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ АРАВИЙСКОЙ ПЛИТЫ И ИРАКА

1.1 Тектоника Аравийской плиты

Аравийская плита граничит на северо-западе с трансформным разломом Мертвого моря, северо-востоке – с Таврско-Загросской сбросовой зоной, юго-востоке – с пассивной/трансформной окраиной Индийского океана, и на юго-западе – с рифтовой окраиной Красного моря (рис.1.1) [1]. Для понимания процесса аккумуляции и формирования осадочного чехла плиты необходима оценка тектоно-стратиграфического развития этого блока. В своем развитии осадочный разрез Аравийской плиты прошел ряд крупных тектонических фаз [2,3]. За аккрецией докембрийской плиты на раннем этапе последовала консолидация фундамента. Процесс формирования осадочного покрова включал позднекембрийско-среднепермскую внутрикратонную фазу, мезозойскую пассивно-окраинную и кайнозойскую активно-окраинную фазу, продолжающуюся по сей день. Время от времени, в ходе значительных тектонических событий (взброс, инверсия, рифтинг, погружение, опрокидывание и т.д.), аккумуляционное пространство по всей плите перестраивалось, что приводило к крупным угловым несогласиям в осадочном разрезе. Каждая последовательность, ограниченная этими крупными несогласиями, называется тектоно-стратиграфической мегасеквенцией.

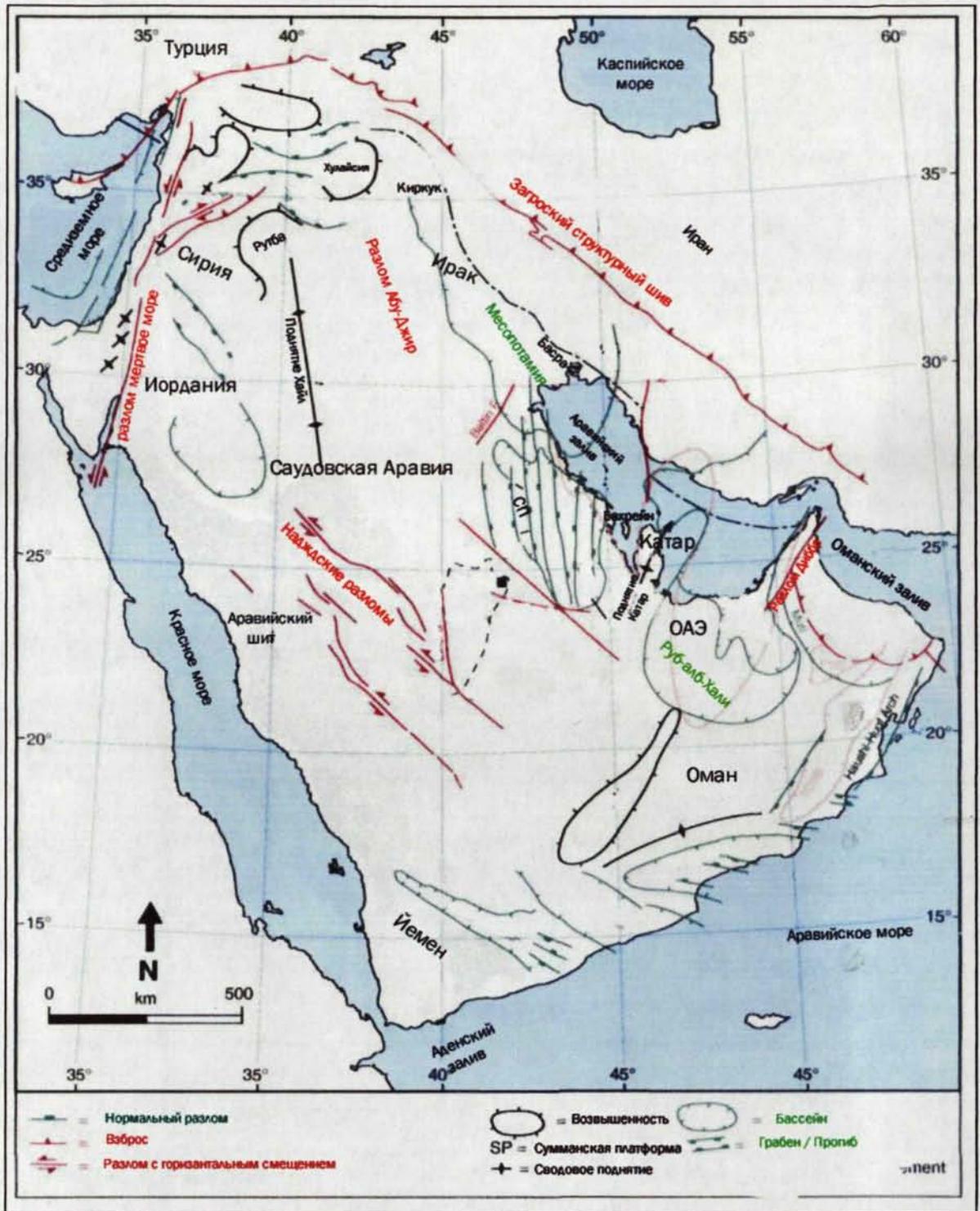


Рисунок 1.1 – Распространение разломов и бассейнов Аравийской плиты (По материалам Зиглера, 2001).

1.1.1 Тектоническая эволюция Аравийской плиты

Тектоническую эволюцию Аравийской плиты исследовали многие ученые Ирака – Аль-Накиб, (1967) [4], Мурис (1980) [5] и др. Они признают по меньшей мере пять отдельных фаз эволюции. Первая – фаза докембрийского сжатия, когда участки суши на островной дуге и микроконтиненте срастались и собирались, образуя Аравийскую плиту (715-610 млн. лет назад). Вторая фаза простиралась от позднего докембрия до позднего девона (610-364 млн.лет). Осаждение пород в период нижнего кембрия контролировалось развитием внутренних геосинклиналей, связанных с системой разлома Наджд [6] и накоплением эвапоритов и карбонатов в экваториальных широтах. Третья фаза протекала в период от позднего девона до середины пермского периода (с 364 до 255 млн.лет) и охватывала герцинский орогенез (горообразование) в среднем карбоне. Четвертая фаза – образование гор Загрос – простиралась от конца мелового периода (92 млн.лет) до настоящего времени и характеризовалась, в основном, сжатием. Эта фаза привела к замыканию океана Нео-Тетис и развитию передового Месопотамского прогиба. Обдукция офиолитов (сталкивание и перекрытие глубинных пород) в Омане, сопровождаемая поднятием Оманских гор, столкновение Аравийской плиты с Азиатским континентом, приведшее к образованию гор Загрос и растрескиванию коры в зоне Красного моря и Аденского залива в третичном периоде, – все это происходило на пятой конечной фазе тектонической эволюции плиты [2,7].

1.1.2 Тектонические линии Аравийской плиты

На рис. 1.1 дана структурная интерпретация Аравийской плиты по отношению к распределению верхнепермско-голоценовых палеофаций. На их распределение, по-видимому, влияют системы сбросов северного, северо-западного и северо-восточного простирания.

Закономерно расположенные северные тектонические линии, охватывающие Центрально-Аравийское сводовое поднятие, интерпретируются как отражение строения докембрийского фундамента.

Некоторые из хорошо известных северных тектонических линий представляют собой Сумманскую платформу, Дибдибский прогиб и Катарское сводовое поднятие [8].

Северо-западное направление наблюдается на Аравийском щите в виде Надждских разломов и интерпретируется как граница Аравийской плиты вдоль Загросского структурного шва [8].

Северо-восточная тектоническая линия соответствует разлому Дибба и Оманским соленым бассейнам, которая, очевидно, контролирует распределение рифейских соленых бассейнов Аравийского залива и Омана [8,9].

Пересечение этих трех разломных линий дает в результате сочлененный фундамент с последующим переформированием его в результате более поздних деформаций, которые обусловлены взаимодействием локальных и удаленных растяжений, связанных с масштабными тектоническими процессами плит. Различная структурная ориентировка этих разломов привела к выраженным механическим неоднородностям, которые различным образом реагировали на внешние воздействия [10].

Тектоническое событие получило название «герцинской» орогении, хотя такой термин, строго говоря, применим к Европе. При этом Аравийская плита была повернута на 90° против часовой стрелки [3], а центральная часть Аравии была приподнята с опрокидыванием на восток и сильно эродирована.

За исключением трансформного разлома Мертвого моря в неогене, формирование которого, как левосторонней дислокации с горизонтальным смещением примерно на 100 км, происходило в два этапа [11,12], большая часть тектонических структур на Аравийской плите почти не имеет сдвиговых нарушений. Эвстатические колебания уровня моря вместе с незначительными разломными движениями могли служить предпосылкой возникновения неких морских протоков, позволявших глубоководным ответвлениям Нео-Тетиса проникать в зону кратона, образуя

внутришельфовые бассейны [13]. В ограничительных условиях, как, например, в позднепермско-юрское время, эти бассейны становятся бескислородными или сверхсолеными (например, бассейн Руб-Аль-Хали в средней и поздней юре). Впоследствии, в раннем мелу, Месопотамский бассейн стал местом отложения континентальной кластики и в поздний мел шельфовые бассейны были зачастую окружены биогенными постройками и коралловыми рифами или рудистовыми банками, как в бассейнах Месопотамия и Руб-Аль-Хади [14,15].

1.1.3 Тектоника и геоморфология Ирака

Ирак находится на северо-востоке окраины Аравийской плиты (рис.1.1), в результате чего он особенно подвергался тектоническим движениям в прошедшие геологические периоды, такие как каледонский, герцинский и альбский орогенез [16]

Многие ученые, такие как Дитмар и др. в 1971 [17], Будаи и Джасим в 1987 [18], Нуман в 1997 [19], переключили внимание на анализ тектоники Ирака, разделив его на три главные тектонические зоны (рис. 1.2).

1. Зона – разлом. Эта зона находится на северо-востоке окраины Ирака и соседствует с горами Загроса.

2. Зона складчатого пояса Загроса. Находится на севере Ирака, содержит большинство месторождений севера Ирака, такие как Киркук, Бай-Хасан, Айн-Зала и др. На этих месторождениях нефть добывают из олигоценно-миоценовых свит.

3. Зона Месопотамского бассейна. Этот бассейн расположен в центре и на юге Ирака, включает большинство месторождений юга и центра Ирака, такие как Румейла, Западная Курна, Зубейр, Абу-Гираб, Восточный Багдад и др. В большинстве этих месторождений нефть добывают из меловых свит.

В соответствии с распределением тектонических зон геоморфология Ирака различается в направлении с севера на юг, выделяя три главных района области (рис 1.2).

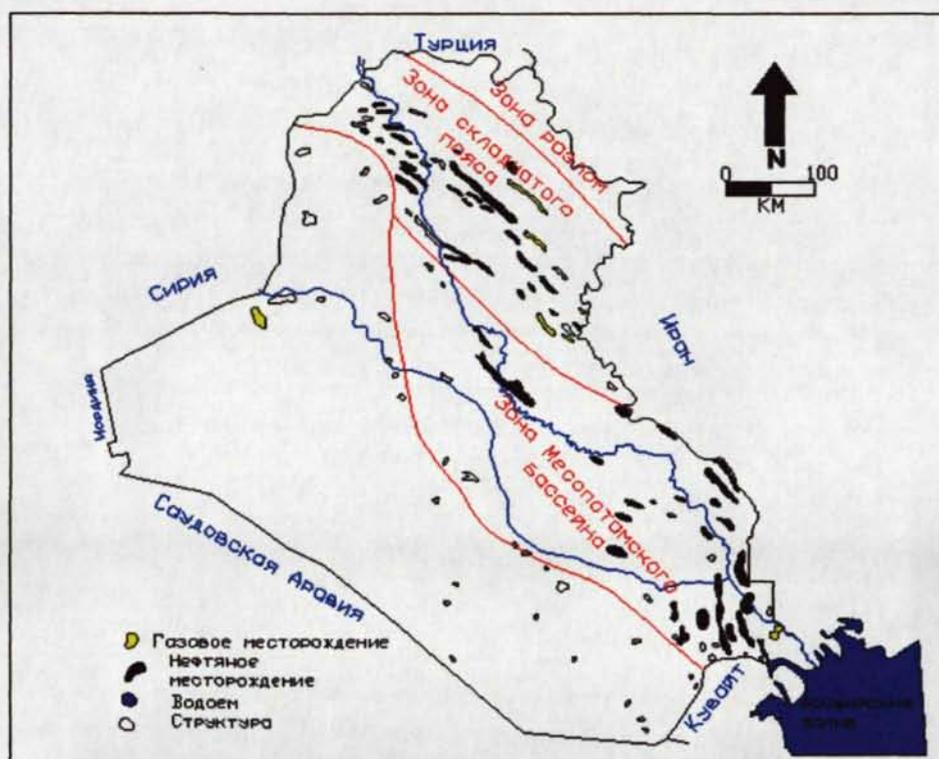


Рисунок 1.2 – Тектоническое районирование и распределение месторождений в Ираке

1. Район высоких гор. Находится на северо-востоке Ирака, состоит из гор с высотами между 100 и 300 м над уровнем моря. Он совпадает с тектонической зоной разлома.

2. Район низких гор. Находится на севере Ирака и состоит из гор с высотами между 0 и 100 м над уровнем моря. Этот район совпадает с зоной складчатого пояса.

3. Район месопотамской равнины. Находится в центре и на юге Ирака, характеризуется полным отсутствием горообразования. Этот район совпадает с зоной Месопотамского бассейна, занимая его большую часть и является самой важной областью в Ираке, так как содержит основные крупные нефтяные месторождения, следовательно, огромную долю всех запасов углеводородов Ирака.

Структуры, составляющие зону складчатого пояса, имеют северо-западное и юго-восточное простирание (рис. 1.3). Это указывает на то, что эти

структуры имели влияние на Альбский орогенез, который зарождался в период верхнего мела и раннего палеоцена, в условиях рифтинга Красного моря в направлении с востока и коллизи Аравийской плиты с Евразией на западе. В результате чего и образовались горы Загрос, которые простираются с севера Ирака на юг Ирана в направлении с северо-запада на юго-восток [20,21]. Также Альбский орогенез привел к сжатию в основании структуры, которое повлияло на седиментационные пласты в зоне складчатого пояса, играло важную роль в складкообразовании этих пластов и сформировало антиклинали, простирающиеся в северо-западном и юго-восточном направлении.

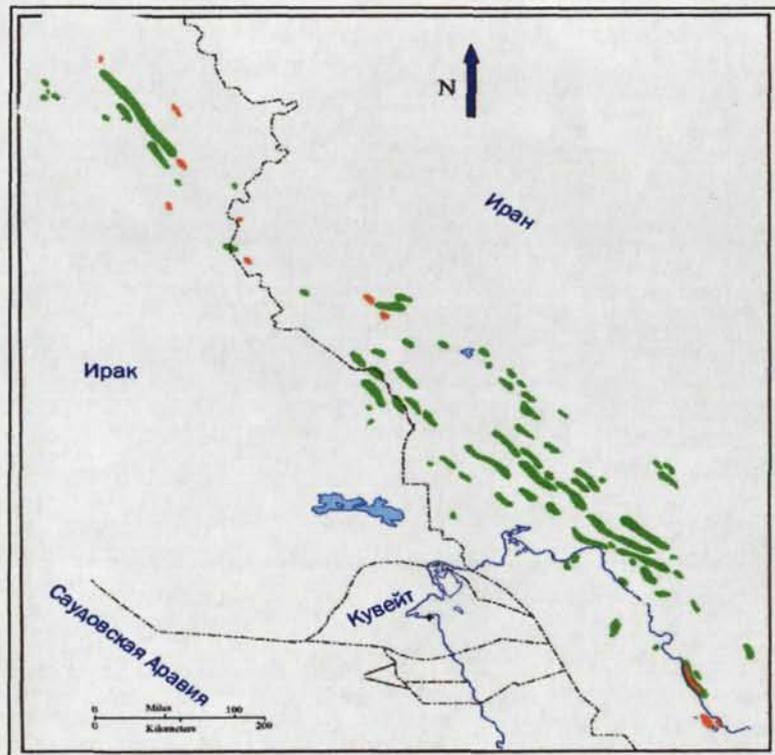


Рисунок 1.3 – Распространение структуры в зоне складчатого пояса

Как видно из рисунка 1.3, структуры, находящиеся на юге Ирака, расположены в направлении с севера на юг, это говорит о том, что кроме Альбского орогенеза имело место влияние и другого орогенеза в области юга Ирака – это мощная соляная толща Ормуз.

Область юга Ирака занимает большую территорию района Месопотамии и является важной геологической частью в Ираке.

В Южном Ираке имеется несколько месторождений, которые находятся в структурных поднятиях антиклиналей, простирающихся с севера на юг, такие как Румайла, Зубейр и другие. Эти антиклинали наложены на запад-юго-западное крыло краевого прогиба Загрос, полого падающего ($1 - 1,5^\circ$) в направлении на восток-северо-восток в Южном Ираке.

Полагаем, что строение фундамента Южного Ирака с севера на юг контролирует ориентировки основных направлений простирания структур, но в опосредованном виде. Предполагаем также, что строение фундамента контролировало ориентировку горстов и грабенов, формировавшихся в рифе. Таким образом, мощность соляной толщи Ормуз должна быть больше в грабенах северного простирания, чем в горстах северного простирания. Современные синклинали залегают на рифейских грабенах, а современные антиклинали – на рифейских горстах.

Свита мелового возраста показывает, что в этот период происходило некоторое уменьшение толщины разреза по гребню структуры. Это наблюдение позволяет предположить возникновение синхронного подводного рельефа, хотя и слабо выраженного, даже при отложении свиты Мишриф. Допускаем, что подводный рельеф был связан с галогенезом (рисунок 1.4).

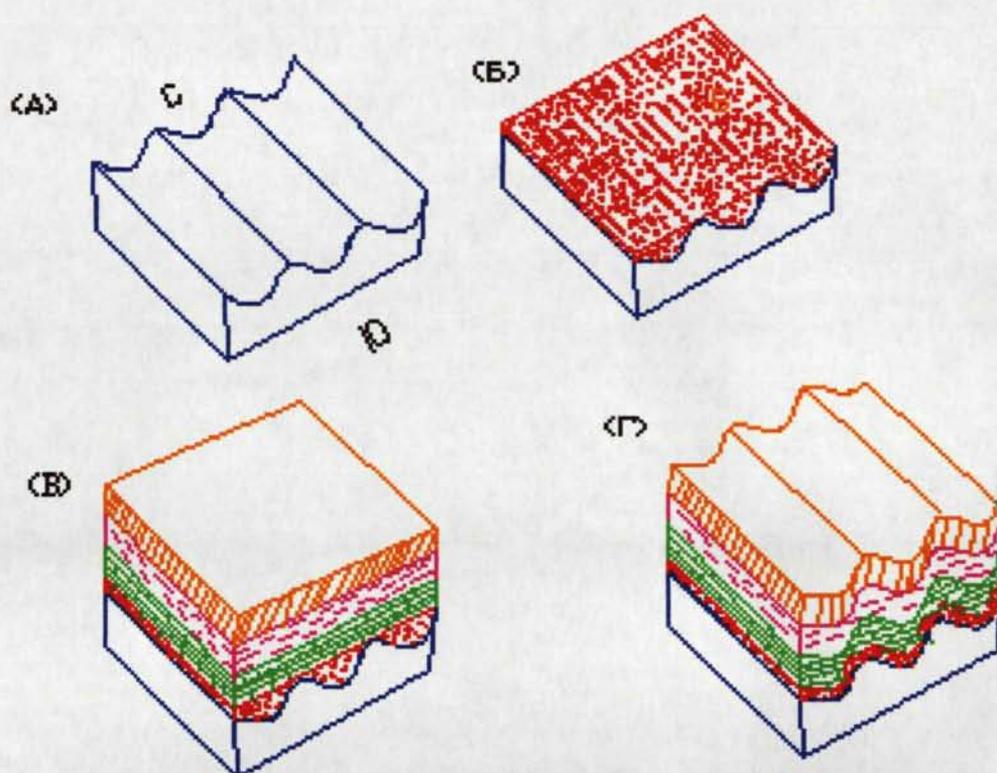


Рисунок 1.4 – Схема формирования складчатости на юге Ирака

А – формирование фундамента, Б – Отложение толщи Ормуз, В – Отложение осадочной толщи, Г – Формирование складчатости (современное состояние)

Исходя из сказанного, можно сделать вывод, что структуры Южного Ирака образованы благодаря сносу соляной толщи Ормуз с рифейских грабенов северного простирания под соседними синклиналями в направлении рифейского горста под антиклиналью.

1.2 Геологическое строение бассейна Месопотамия

Бассейн Месопотамия является одним из самых важных бассейнов во всём мире. Этот бассейн находится на восточной и северо-восточной окраине Аравийской плиты. С запада он контролируется структурой Аравийского щита, а с востока и северо-востока – областью грабена (геосинклинали), где сейчас расположены горы Загрос (рис. 1.2). Его территория распространяется и в район низких гор Ирака на севере и до Аравийского залива на юге.

Исходя из этого, он занимает центральное место на юге Ирака и содержит большинство его основных значимых месторождений. Особенно нужно отметить месторождение Румейла на юге, Западная Курна, Зубейр, Маджнун, Бин-Умер и др.

На самом юге бассейна Месопотамия расположен бассейн Руб Аль-Хали, между которыми заложилось поднятие Катар, отделяющее оба бассейна друг от друга (рис.1.1).

1.2.1 Влияние тектоники на отложения бассейна Месопотамия

Месопотамский бассейн определен исследователями как прогиб северо-западного направления, который был сформирован в результате континентальной коллизии Аравийской плиты и континентальной Евразии в течение позднего мела [20,21].

На протяжении всего палеогена (раннего третичного периода) деформация края пластины уменьшилась, но в позднем палеогене и неогене (от среднего до позднего третичного периода) континентальная конвергенция была восстановлена в момент горообразования Загроса. Орогенез Загроса, который имел наибольшую активность в позднем миоцене и плиоцене, закончился закрытием морского бассейна Нео-Тетис и далее шло развитие основного прогиба структуры [22].

Структурное развитие Месопотамского бассейна отражено в соответствии с существующими структурами в этой области. Следует также отметить, что Месопотамский бассейн был свернут с увеличивающейся деформацией в восточном направлении, ближе к горам Загрос, в результате этого почти все структуры месторождений юга Ирака простираются в направлении с севера на юг.

В течение позднего мезозоя и раннего кайнозоя, осадконакопление в области существующего Месопотамского бассейна зависело от местной тектоники, эвстатических изменений уровня моря и изменений климата. Колебания уровня моря совместно с медленным понижением в период от

юрского до позднего мелового периода приводили к формированию больших, но мелких внутришельфовых бассейнов на пассивной окраине Океана Тетиса и Аравийской плиты [23,24].

Отложения морских карбонатов преобладали в основном в меловом и третичном периодах; однако седиментационная колонка показывает многочисленные несоответствия и несогласия в осадконакоплении в течение того времени. В период от раннего к среднему мелу большой приток обломочных горных пород с запада до дельт Зубейр градуируется поперек внутренней области зоны карбонатного шельфа [24] и депонированных песчаников формации Зубейра. Формация Зубейра – главная часть залежи в гигантских и супергигантских месторождениях в южном Месопотамском бассейне. Меловой период показывает уменьшение количества обломочного материала и увеличение лагунных и рифовых известняков, которые были отложены в шельфе для формирования нескольких формаций, например, формации Мишриф в период позднего сеномана [25].

1.2.2 Нефтематеринские горные породы в бассейне Месопотамия

Органически богатые горные породы мелового периода также были источниками углеводородов [26,27], как формация Казуми, которая считается нефтематеринской горной породой для формации Мишриф на юге Ирака. Казуми является формацией материнских пород Иранского Загроса, отложившихся как сжатый, трансгрессивный непрерывный ряд, последующий в поздний аптский ряд [28]. Литологически свита Казуми состоит из глинистых и карбонатных пород, а свита Сулай состоит из глинистых и битуминозных известняков и известкового сланца [29].

1.2.3 Коллекторы, покрышки и ловушки в бассейне Месопотамия

Большинство коллекторов месторождений района Месопотамия сформировалось в меловом периоде, так как в них отлагались мощные толщи отложений карбонатных и песчанистых пород, которые стали основными

коллекторами на юге Ирака, например, свиты Мишриф, Ямама, Зубейр и Нахр-Умер.

В начале мелового периода глобальный уровень моря был относительно высоким, и, следовательно, на большей части Аравийской плиты происходило накопление исключительно мелководно-морских карбонатов.

В раннем мелу обширные рудистовые банки возникли на месте шельфовых разрывов и довнутришельфовых бассейнов, таких как бассейн Месопотамия. Значительное изменение в движении Аравийской плиты, последовавшее за открытием центральной части Атлантического океана, было постулировано Аль Фаресом и др. (1998) [30]. Удаленные растяжения, как предполагают исследователи, привели к образованию поднятия и появлению эрозии в западной части Аравийского кратона, а также к поступлению на восток значительных объемов терригенных эластичных пород и мелководно-морских песков (свита Зубейр).

В раннем-позднем мелу новый «всплеск» роста рудистовых образований (свита Мишриф) происходил в восточной, северо-восточной и северо-западных частях Аравийской плиты (бассейн Месопотамия и бассейн Руб Аль-Хали) (рис. 1.1).

В позднем мелу – раннем палеоцене Нео-Тетис претерпел сжатие и начал закрываться. Офиолиты, которые надвигались на окраину Аравийской плиты, могут наблюдаться повсеместно вдоль северо-восточной окраины Загроса.

Сланцы и мергелистые известняки мелового периода являются покрывками для многих крупных нефтяных резервуаров в Месопотамском бассейне [24], как, например, свита Хасиб на юге Ирака.

Поиск и разведка нефти в Месопотамском бассейне и складчатом поясе Загрос были сосредоточены преимущественно на структурных и стратиграфических ловушках. В южной части Месопотамского бассейна главными структурами ловушек являются большие, простирающиеся с

севера на юг, антиклинали фундамента, которые начали формироваться в палеозое и продолжили свое образование с длительным, но более ограниченным ростом, в мезозое и раннем кайнозое [27,31].

Выводы по главе 1

1. По результатам анализа особенностей тектонического строения Аравийской плиты и Ирака, находящегося на северо-востоке окраины Аравийской плиты установлено, что он особенно подвергался тектоническим движениям в прошедшие геологические периоды, такие как каледонский, герцинский и альбский орогенез. Ирак разделился на три главные тектонические зоны: зона–разлом, зона складчатого пояса Загрос и зона Месопотамского бассейна.

2. Структуры месторождений Ирака являются антиклинальными. Структуры, составляющие зону складчатого пояса имеют северо-западное и юго-восточное простирание. Структуры, находящиеся на юге Ирака, расположены в направлении с севера на юг. Строение фундамента Южного Ирака с севера на юг, вероятно, контролирует ориентировки основных направлений простирания структур. Предполагаем, что строение фундамента контролировало ориентировку горстов и грабенов, формировавшихся в рифе. Таким образом, мощность соляной толщи Ормуз должна быть больше в грабенах северного простирания, чем в горстах северного простирания. Современные синклинали залегают на рифейских грабенах, а современные антиклинали – на рифейских горстах.

3. Структуры южного Ирака образованы благодаря сносу соляной толщи Ормуз с рифейских грабенов северного простирания под соседними синклиналями в направлении рифейского горста под антиклиналью. Это говорит о том, что кроме Альбского орогенеза имело место влияние и другого орогенеза на юге Ирака – это влияние мощной соляной толщи Ормуз.

2 ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЮГА ИРАКА

2.1 Развитие стратиграфического разреза юга Ирака

Стратиграфии юга Ирака посвящены работы таких известных исследователей, как Аль-Сидики и Аль-Накиб. В их трудах [32,4] доказано, что в результате трансгрессивной фазы, начавшейся в поздней юре и продолжавшейся до раннего мела, происходило отложение суббассейновых карбонатных и глинистых осадков (свита Сулайи) (рис.2.1). Регрессия, начавшаяся в берриазское время и продолжавшаяся вплоть до барремского времени, привела к отложению известковистых осадков, что сопровождалось некоторым колебанием уровня моря (свиты Ямама и Ратави).

Более сильная регрессия связана с отложением неритовых (возможно дельтовых) осадков, сложенных кластическим материалом (песок, глина), и известковистых осадков (свита Зубейр). В аптское время за ней последовало отложение известковистых осадков (свита Шуайба). В альбское время началось новое обмеление района, которое может быть соотнесено с небольшим перерывом в осадконакоплении, что привело к отложению неритовых известковистых осадков, песка и глины (свита Нахр-Умер). Затем в среднем сеномане последовало отложение детритовых известковистых осадков (свита Мауддуд). Оно продолжалось вплоть до среднего сеномана, когда наступило новое повышение уровня моря, что вызвало отложение неритовых известковистых и глинистых осадков (свита Ахмади). Затем в позднем сеномане последовало отложение суббассейновых известковистых осадков (свита Румайла) [33].

Началось обмеление моря, сопровождавшееся колебанием его уровня, что привело к отложению суббассейновых, лагунных и неритовых известковистых рифово-детритовых осадков и, наконец, пресноводных осадков (свита Мишриф). Оно продолжалось вплоть до туронского времени, когда началась регрессивная фаза с перерывом в осадконакоплении.

Группа / Систем / Ярус		Ма	СВИТЫ
Кейнозойская	Третичная	Плиоцен	Аль-Хаммар
		Миоцен	Дибдибба
		Олигоцен	Нижний Фарс
			Гар
		Эоцен	Даммам
Палеоцен	Рус		
	Умм-эр-Радума		
Мезозойская	Меловая	Маастихтский	Тайярат
		Кампанский	Шираниш
			Харта
		Сантонский	Саади
			Танума
		Коньякский	Хасиб
		Туронский	Мишриф
			Румейла
		Сеноманский	Ахмади
			97
		Альбский	Нахр-Умер
		Аптский	Шуайба
		Барремский	Зубейр
		Готеривский	Рагави
		Валанжинский	Ямаме
Берриасский	Сулай		
ЮРС.	ТИТОНСКИЙ	148.1	

Рисунок 2.1 – Стратиграфическая колонка юга Ирака

В туронское время последовала трансгрессия, что привело к отложению суббассейновых известковистых и глинистых осадков (свита Хасиб). Она продолжалась вплоть до коньякского времени, когда за нею последовало отложение глинистых осадков (свита Танума). Повышение уровня моря в сантонское время привело к отложению известковистых осадков (свита Саади). Вероятный перерыв в осадконакоплении имел место в позднесантонское время. Затем, в раннемаастрихтское время, наступила новая трансгрессия, что вызвало отложение известковистых и глинистых осадков, ассоциирующихся с мелководными известковистыми осадками

(свита Хартха). Наступил еще один вероятный перерыв в осадконакоплении, за которым последовала новая трансгрессия, что вызвало отложение бассейновых известковистых и глинистых осадков (свита Шираниш). В маастрихтское время началась фаза обмеления, что привело к отложению неритовых известковистых осадков (свита Тайярат). Значительный подъем уровня моря, вызвавший перерыв в осадконакоплении, датируется рубежом позднего маастрихта и раннего палеоцена. За ним в палеоцене-раннем эоцене последовала новая трансгрессия, что привело к отложению мелководных известковистых осадков (свита Умм-эр-Радхума). Новое обмеление в конце раннего эоцена вызвало отложение известковистых осадков и ангидритов (свита Рус). В среднем и позднем эоцене осадконакопление продолжалось с незначительным повышением уровня моря, что привело к отложению неритовых известковистых осадков (свита Даммам). В позднем эоцене-раннем миоцене наступила регрессивная фаза, что привело к перерыву в осадконакоплении. В раннем и среднем миоцене наступила трансгрессивная фаза, что вызвало отложение кластики, возможно, континентальной (свита Гхар), за которой последовало новое повышение уровня моря, что привело к отложению лагунных известковистых и глинистых осадков и ангидритов (низы свиты Фарс). В позднем миоцене - плиоцене началась фаза обмеления, что привело к отложению континентальных кластических осадков (свита Дибдибба). В некоторых частях района наступила новая трансгрессия, что вызвало отложение глинистых и илистых морских осадков (свита Аль-Хаммар). Это завершилось отложением речных современных осадков (аллювием) в некоторых частях района. Геоморфологически область юга Ирака сложена различными отложениями, относящимися по возрасту к палеоцену до современного периода [32].

На юго-западе (близ границы с Саудовской Аравией) обнажаются палеоцен – нижнеэоценовые породы (свита Умм-эр-Радхума), с востока и севера они граничат со средне-верхнеэоценовыми породами (свита Даммам). Нижнемиоценовые породы, которые могут принадлежать к самым низам

свиты Фарс, выявлены в южной, центральной и северо-западных частях района. Низы свиты Фарс выходят на поверхность только в одной небольшой зоне на западе месторождения Лухейс и в узкой полосе вдоль границы с Кувейтом. Миоцен-плиоценовые пески и гравий свиты Дибдибба покрывают зону к югу от озера Аль-Хаммар и до границы с Саудовской Аравией (рис.2.2).

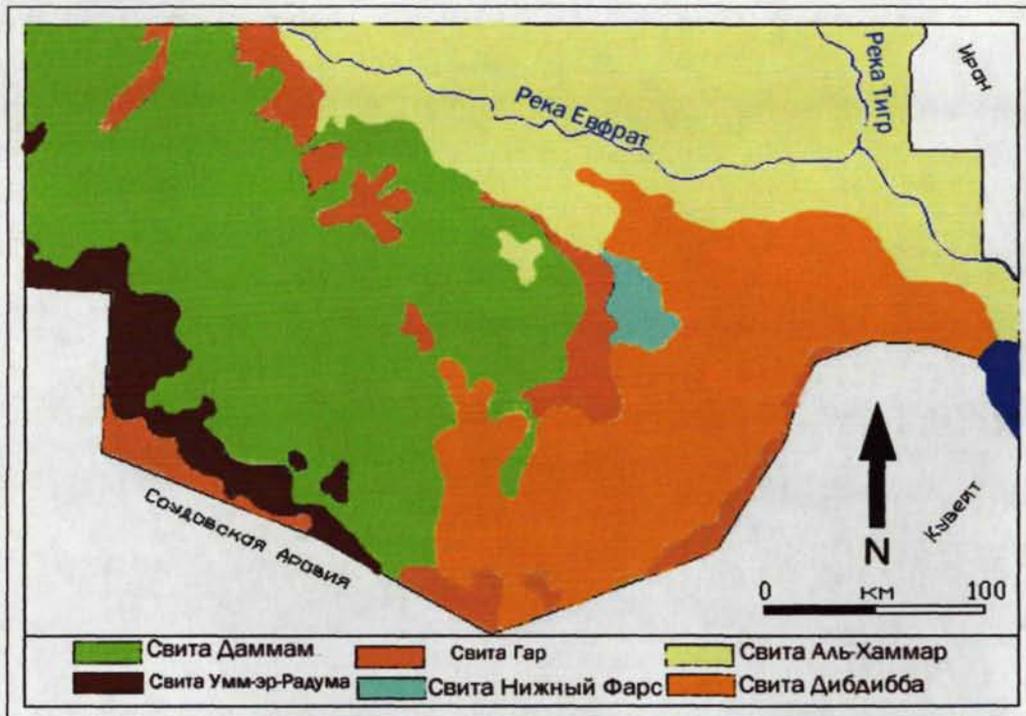


Рисунок 2.2 – Отложения поверхности юга Ирака (По материалам Альсиддики, 1978)

2.2 Палеофации и сеноманско-гуронский цикл на Аравийской плите

На Аравийской плите наблюдалось несколько тектонических событий от докембрийского до настоящего времени, в результате этого стратиграфическая колонка состоит из 11 тектоностратиграфических мегасеквенций циклов (AP1 – AP11) [2,10]. Восьмой цикл (AP8) является самым важным циклом на Аравийской плите, в результате того, что в нем сформировались нефтяные коллекторы. Этот цикл начался в меле с отколом Индии-Австралии от Афро-Аравийской платформы, а конец этой

мегасеквенции приходится на среднетуронское время, когда происходило наступление офиолитов вдоль северо-восточной окраины плиты. Инверсия и образование ловушек привели к широкоразвитому, временами угловому несогласию [2,1].

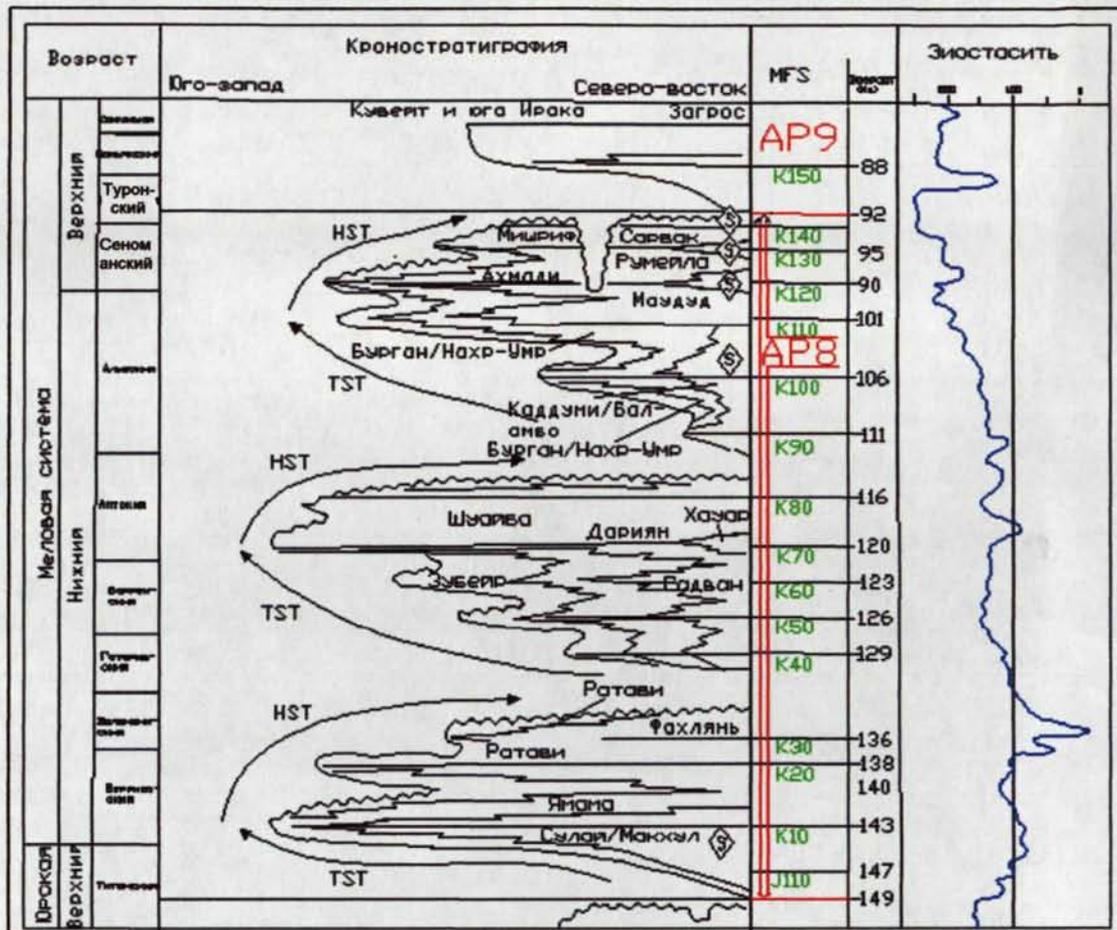


Рисунок 2.3 – Мегасеквенц цикл (AP8) и его подциклы в меловой системе. (По материалом Шарланда и др., 2001)

Цикл (AP8) разделен на три подцикла, самый последний – это цикл сеноман-турон (рис.2.3).

Этот период времени включает отложения свит Мишриф, Ахмади и Румейла в Кувейте и на юге Ирака, Натих в Омане и Дердере на юго-востоке Турции и их региональных эквивалентов (рис.2.4). Основание AP9 соответствует среднетуронскому несогласию, возникшему с началом обдукции офиолитов по восточной окраине Аравийской плиты. Отложение

осадков происходило на платформах и во внутришельфовых бассейнах на пассивной окраине плиты [34].

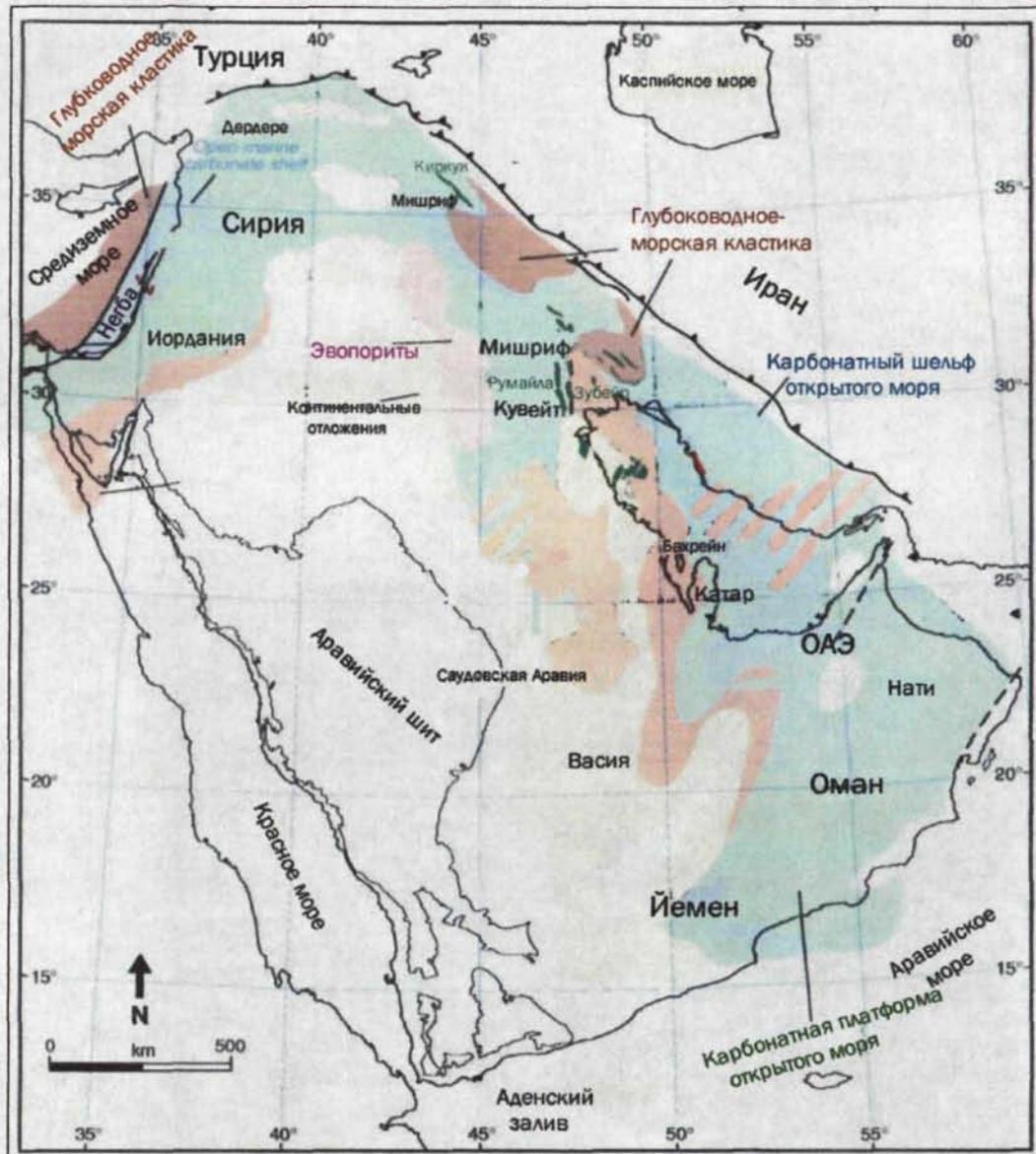


Рисунок 2.4 – Распространение свиты Мишриф в Ираке и на Аравийской плите (По материалу Зиглера, 2001)

Для этого временного интервала Хак и др. (1988)[35] выдвинули предположение о максимальном глобальном наступлении моря на прибрежные области, а в Аравии осадочный разрез подтверждает присутствие широкоразвитых мелководно-морских платформенных карбонатов (свита Мишриф). Циклическое чередование известняков с

илистыми и глинистыми сланцами (свиты Румейла, Ахмади и Натих, формации Васия в Саудовской Аравии) свидетельствует о сниженном привносе терригенной кластики в районы вглубь на запад от прибрежной полосы. Ближе к позднееноманскому времени последовательность, в целом, становится чисто известняковой (например, свита Мишриф). Обломочные известняки с остатками рудистидов и коралловыми водорослями встречаются в Кувейте и на юго-западе Ирака. Позднееноманско-туронская свита Мишриф в Кувейте и в южном Ираке содержит коралловые и рудистовые биогермы, сложенные меловыми известняками, имевшими место в основании AP9 [2].

Шельфовые разрывы мелководного бассейна Руб-Аль-Хали и внутришельфового бассейна Луристан в Иране отмечены карбонатными прибрежными отложениями, которые в направлении к бассейну полностью сменяются биокластическими микритами с олигостегинидами и пелагическими фораминиферами. Шельфовый разрыв свидетельствует об увеличении биокластического детрита и маркирован присутствием толстостенных двустворчатых моллюсков – лимид и устриц. На возвышении и непосредственно в тыловой части прибрежного района наблюдается повышенное содержание рудистового материала, местами в виде биостром. Возвышения этих построек были сильно биотурбированы, до такой степени, что никаких следов напластования не сохранилось. Защищенные лагунные прослой переполнены бентосными фораминиферами. Поднятие Хуварин-Хазар по-прежнему поставляло обломочный материал в бассейн Руб-Аль-Хали.

Рудистовые фации отмечены на большей части месторождений западнее Басры в Ираке, а также на месторождениях Маджнун и Бузурган. Аналогичные фации присутствуют на всей территории северной оконечности залива. Западнее поднятия Рутба фации сменяются от мелководно-морских карбонатов до сверхсоленых лагун, и здесь наблюдаются континентальные отложения. Данингтоном (1958) [36] отмечены эрозионные перерывы и

эффекты выветривания на севере Ирака. Западнее Багдада расположена обширная эвапоритовая залежь, которая предположительно залегает на широком и устойчивом герцинском блоке и может быть отнесена, согласно [37], к разлому Абу Джир.

На северной оконечности Аравийской плиты главенствующую роль играли мелководно-морские осадки, в которых отлагались карбонаты. Нижняя часть свиты Дердере на юго-востоке Турции сложена трансгрессивными каркасными калькарениновыми образованиями открытого моря, постепенно переходящими снизу вверх в мелководно-морскую обстановку. Покрывающие породы свиты Дердере преимущественно трансгрессивные, хотя каверны и трещины свидетельствуют о периодическом высокочастотном субаэральном воздействии. На поднятии Мардин кавернозные доломиты переходят в латеральном направлении в глубоко закарстованные разрезы. Поднятие Хлейсия на востоке Сирии и севере Ирака, по-видимому, отделена от поднятия Рутба мелководной морской протокой, которая позднее стала Евфратским грабеном (рис.1.1).

В Леванте рудистово-рифовый барьер маркирует шельфовый разрыв горы Кармель и может быть прослежен, согласно Бейну (1976) [38], в северной части Синая. Для бассейна Плешет на побережье Леванта характерны меловые породы открытого моря свиты Негба. Мелководно-морские глинистые сланцы встречаются на севере Негева и Синая. Грабен Азрак в Иордании содержит в нижней части глубоководные меловые известняки, одновозрастные свитам Деир Хана и Негба в Леванте. Ограничивающие грабен разломы Фулук и Сивака связаны с отложением известняков.

2.3 Петрофизические характеристики резервуаров месторождений юга Ирака

Месторождения юга Ирака характеризуются многопластовостью, так как каждое месторождение содержит больше чем один резервуар, некоторые

из них состоят из карбонатных пород, как, например, Мишриф и Ямама, а другие из песчаных, как Зубейр и Нахр-Умер.

Горные породы мелового и третичного возраста – основные резервуары, содержащие нефть, полученные из юрских нефтематеринских пород. Меловые резервуары составляют 76% нефтяных ресурсов в южной части месопотамского бассейна [39]. Большинство этих резервуаров залегают на глубинах более 2 км. Остальная добыча нефти (23,9%) идет из резервуаров третичного возраста на глубинах залегания менее 2 км, с незначительной отдачей (около 0,1%) из резервуаров юрского возраста, триаса и ордовика [39].

Главные нефтяные резервуары в меловом и третичном периодах – это карбонаты [27], однако, главные резервуары песчаника мелового периода присутствуют, но менее – в южном Месопотамском бассейне. Показатели пористости и проницаемости карбонатных пород варьируют и могут превысить 30% и 1 мкм^2 соответственно, пористость в карбонатах была увеличена карстообразованием и связана с разрушением складчатости [27]. Основные нефтенасыщенные песчаники испытали диагенез [40,25]. Однако, природа, степень этих изменений и их влияние на качество песчаного резервуара не были документированы. Пористость песчаного резервуара варьирует от 1% до 30%, а проницаемость изменяется от $0,1 \times 10^{-3}$ до $5 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ и более [41].

2.4. Продуктивная свита Мишриф на месторождениях юга Ирака

Свита Мишриф возраста позднего мела (Сеномана) является одним из основных нефтяных коллекторов юга Ирака. Она расположена на глубинах около 2000 м над уровнем моря. Её толщина в среднем составляет 150 м, увеличиваясь на восток и уменьшаясь к западу (рис.2.5).

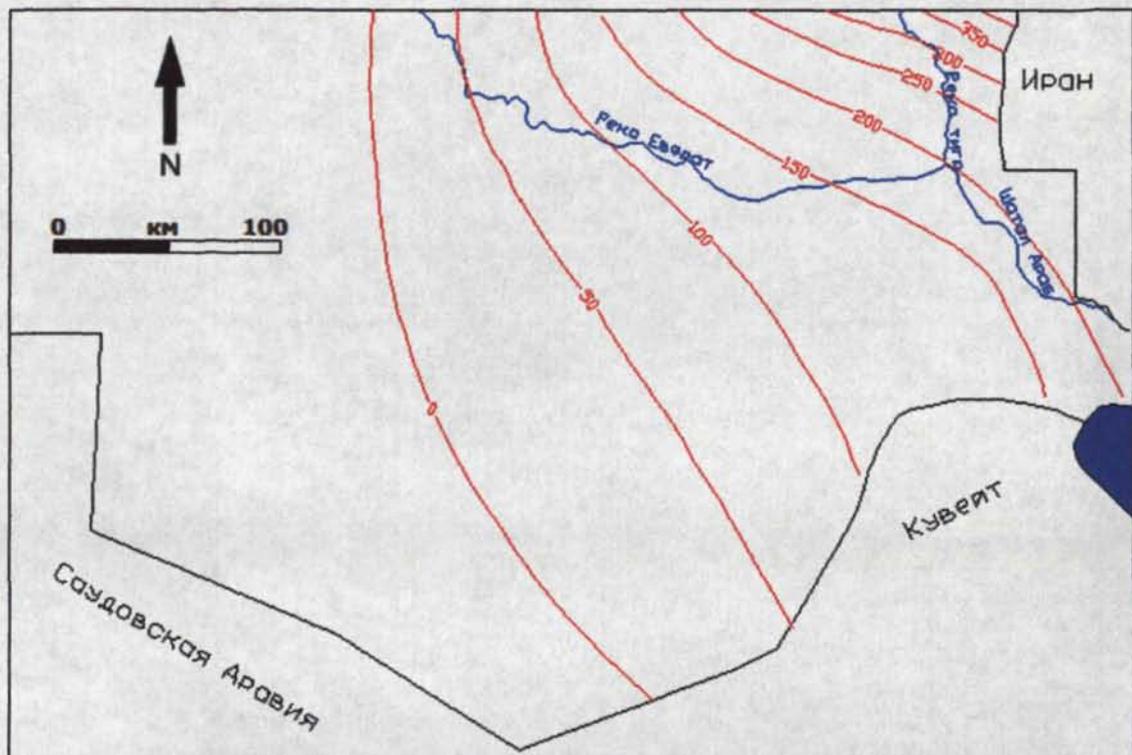


Рисунок 2.5 – Карта мощностей свиты Мишриф на юге Ирака

2.4.1 Стратиграфические характеристики свиты Мишриф юга Ирака

По возрасту свита Мишриф является эквивалентной по возрасту свите Нати в Омане [42], а также формация Дердере на юго-востоке Турции весьма аналогична свите Мишриф [10]. В районе Кувейта свита Мишриф соотносится по возрасту со свитой «Сарвак» в Иране, а на севере Ирака – с породами Докан [43].

В турино-альбскую эпоху в северо-восточном направлении от аравийской плиты в арабском заливе существовала карбонатная платформа, залегавшая на небольшой глубине, однако в конце сеномана и начале турона особую роль сыграла коррозия и развились внутришельфовые бассейны [32].

При изучении кернов и каротажных диаграмм нескольких скважин месторождений юга Ирака было установлено, что свита Мишриф представляет собой очень сложную последовательность пород, первоначально охарактеризованную как комплекс органогенных детритовых

известняков, содержащих иногда водорослевые, рудистовые и кораллово-рифовые известняки, перекрытые лимонитовыми пресноводными известняками (рис.2.6).

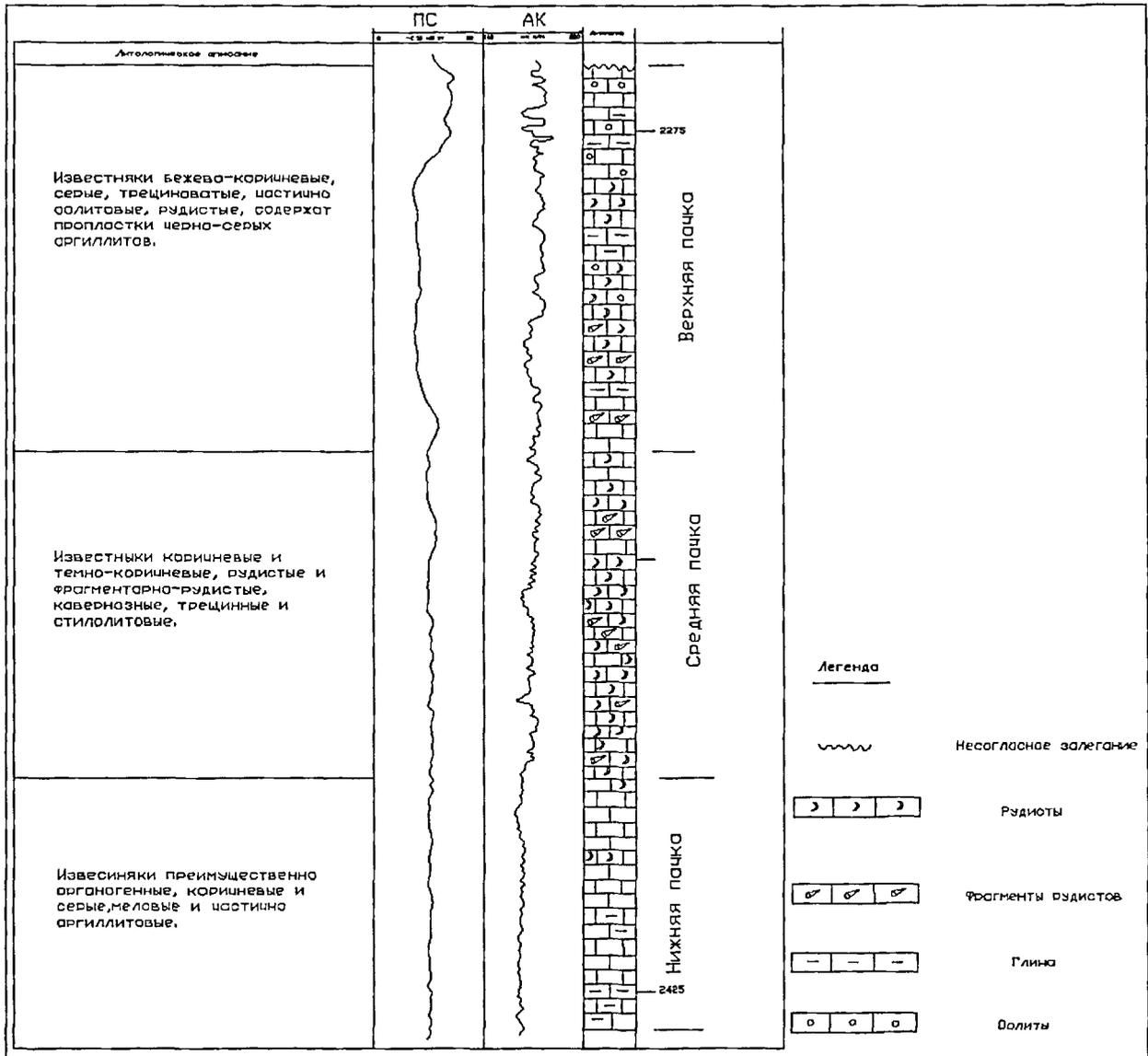


Рисунок 2.6 – Сводный геолого-геофизический разрез свиты Мишриф на юге Ирака.

Нижняя пачка представляет собой постепенную переходную зону фазовой эволюции от глубоководной фации внешнего шельфа свиты Румейла к мелководной фации внутреннего шельфа/отмели; от закономерно уменьшающейся по глубине снизу вверх пелагической, преимущественно

илистой размерности, ваккстоуновой фации к постройкам кораллово-водорослевой ваккстоун-пакстоуновой и биокластической пелоидальной пакстоуновой фации.

Средняя пачка в основном сложена характерной собственно биоаккумулирующей отмельной фацией биокластического ваккстоуна до построек бафлстоун-биокластической пакстоун-грейнстоуновой фации, на которую дифференцированно наступала свободная (ограниченная мелководно-шельфовая) лагунная фация бентосного фораминиферового ваккстоуна, перемежающаяся с банковыми постройками. Средняя пачка является самой важной пачкой в свите Мишриф, так как имеет высокую насыщенность (рис.2.7).



Рисунок 2.7 – Нефтенасыщение в керне средней пачки свиты Мишриф

Эта пачка несогласно залегает ниже верхней пачки свиты Мишриф циклической мелководной фации внешнего шельфа, на которую закономерно

наступала ограниченная внутришельфовая (внутриприливная) фация, завершившаяся значительным отступлением моря в среднетуронское время.

Свита Мишриф сложена в верхней части серо-белыми, плотными водорослевыми известняками с гастроподами и обломками раковин, в основании бурыми, детритовыми, пористыми, частью раковинными и фораминиферовыми известняками с рудистовыми банками [44,45,46].

К востоку от района нефтяных месторождений Румейла, Западная Курна, Маджнун в направлении месторождений Халфайя-Бузурган свита хорошо развита за счет собственно фациальных построек, мощность ее увеличена (от 150 до 400 м).

К юго-западу в направлении к месторождениям Ратави-Лухейс мощность ее наоборот уменьшается, и она полностью выклинивается на месторождениях Убейд-Сафави.

2.4.2 Наложение генетических единиц в свите Мишриф

Мельчайшим элементом секвентной стратиграфической архитектуры является генетическая единица. Различается она в керне, выходящей на поверхность породе или на каротажной диаграмме и состоит из генетически связанных фаций. Поэтому цикл шестой степени является генетической единицей (табл.2.1). Последняя не зависит от шкалы, а зависит только от степени разрешения, определенной для седиментологического материала [47]. Генетические единицы со временем эволюционируют, что приводит к различному выражению седиментологических циклов от низа до верха коллектора. Причина изменения мощности отложений и содержания фаций в генетических единицах заключается в том, что относительные изменения уровня моря претерпевали интерференцию различных порядков [48].

Каждый цикл состоит из трансгрессивных и регрессивных полуциклов. В трансгрессивных полуциклах отношение «пространство для принятия» к «осадкопоступлению» увеличивается, в то время как в регрессивных циклах оно уменьшается. Точка поворота разделяет два полуцикла.

Таблица 2.1 – Эвстатические циклы и интервал времени

1	Цикл первого порядка	50 + млн.лет
2	Цикл второго порядка	3-50 млн.лет
3	Цикл третьего порядка	0,5-3 млн.лет
4	Цикл четвертого порядка	0,98-0,5 млн.лет
5	Высокочастотный цикл	0,03-0,08 млн.лет
6	Генетическая единица	0,01-0,03 млн.лет

Карбонатные породы Мишрифа в Сенманском веке отлагались на тектоностратиграфической мегасеквенции первого порядка, о чем неоднократно писали Шарланд, Архер, Халл, Давиз и др. исследователи в 2001 г. [2]. Генетические единицы, как правило, налагаются на циклы низшего порядка, которые называются «группой циклов» (5-ого порядка), «околопоследовательными группами» (4-ого порядка), «последовательностями в осадконакоплении» (3-его порядка) и «суперпоследовательностями» (2-ого порядка). В каждом из этих циклов нижнего порядка трансгрессивную часть можно отделить от регрессивной. Точно также, как и в каждой генетической единице, эти трансгрессивные и регрессивные части отличаются по фациям.

Использование в формации Мишриф генетических единиц привело к подразделению коллектора по такой иерархии, которая идет от генетических единиц на уровне 6-ого порядка до генетических единиц на уровне вплоть до 4-ого порядка. После выделения в разрезе фации получаем четкие различия между трансгрессивными и регрессивными отложениями, т.е. фации, которые являются характерными для периода трансгрессии и фации, характеризующие период регрессии. Выделение фаций, изменение седиментационного пространства и объема осадков позволило сформировать виртуальную модель формации Мишриф [49].

2.4.3 Петрофизические и петрографические характеристики свиты Мишриф на юге Ирака

По данным лабораторного анализа породы свиты Мишриф характеризуются хорошими петрофизическими особенностями на месторождениях юга Ирака и с увеличением мощности в направлении северо-востока области они улучшаются (рис.2.5). Пористость здесь сформировалась в результате нескольких факторов: кавернозно-поровый тип коллектора, межчастичная пористость, трещины (включая стилолиты) и др. Такая пористость весьма различна в объеме [50].

Описанные под микроскопом петрографические шлифы органогенных и обломочных пород, размеры рудистовых обломков на свите Мишриф варьируют в больших пределах. Как показано на рис.2.8, эти размеры превышают 2 мм, по большей части они сглаженные, угловатые, редко абрадированные и слабо, средне сортированные, сцементированы микритовой основной массой.

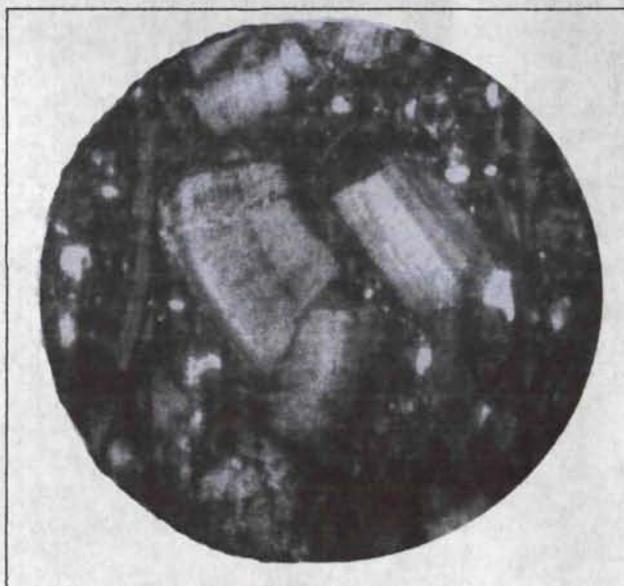


Рисунок 2.8 – Рудистовые обломки на свите Мишриф

Скелетные обломки либо: 1) извлечены из расположенной вблизи существовавшей ранее береговой постройки и, вероятно, формировали

склоны растущего берега с низкой или средней энергией осадконакопления, почти без признаков транспортировки их слабыми течениями, они обычно беспорядочно ориентированы в микритовой основной массе, испытавшей воздействие позднего диагенетического процесса сжатия и растворения с хорошо развитым микростилолитом, либо 2) разрушением аутигенных ранее сформированных рудистов и моллюсков под действием волн слабого течения и прямое механическое скопление дебриса различного размера в первоначально образованной микритовой основной массе в более спокойной воде в виде основной известняково-аргиллитовой микролитовой массы с почти уплощенным основанием, локализирующим нарастание берега.

На рис.2.9 показаны размеры обломков рудистов и раковин моллюсков, варьирующих от 2 мм и меньше до 1 см, местами от 1 до 2 см.

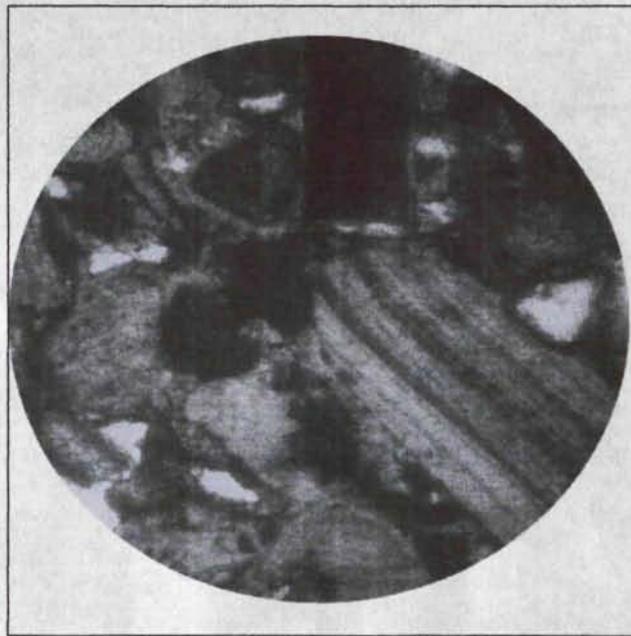


Рисунок 2.9 – Размеры рудистов (1-2см.)

Биокласты частично претерпели интенсивную микритизацию сверлящими водорослями и грибами и собственно образовали аллохимическое видоизменение пелоидальной структуры; перечисление

дается в обратном порядке распространенности и перехода в тип фаций более пелоидальной структуры.

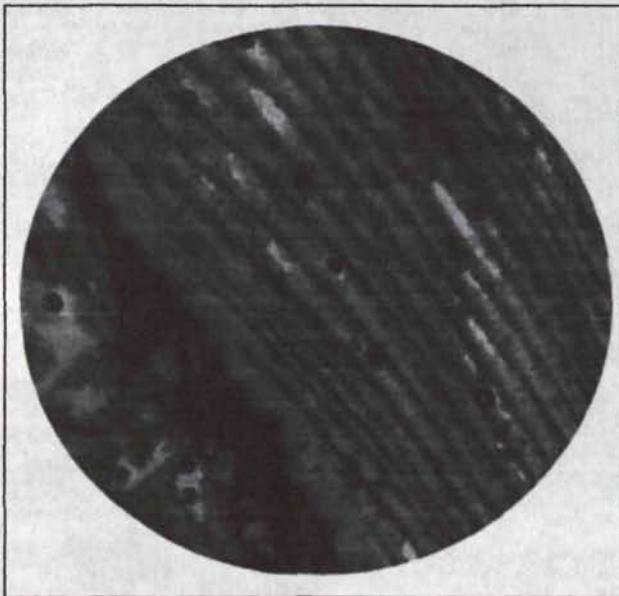
Другие биокласты были местами растворены, развитие получил кавернозно-поровый тип структуры с последующим непрерывным растворением, что привело в конце концов к возникновению сложной системы сообщающихся каверн и пор.

Изначальная межчастичная пористость частично претерпела интенсивную цементацию равномерно тонко- и грубозернистыми мозаичными структурами и цементами изопахического нарастания с последующим образованием системы несообщающихся пор, тогда как в других местах наблюдается увеличение сети общей пористости.

Система сети пор, измеренная методом нагнетания ртути, ясно указывает на преобладание эффективных пор от среднего до крупного размера (1520 и более микрон), насыщенных нефтью.

На рисунке 2.10, а представлены рудистовые обломки в месте их роста.

а



б

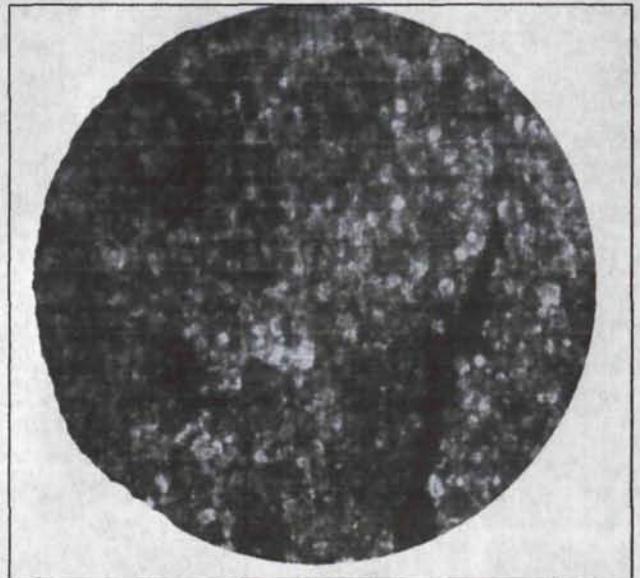


Рисунок 2.10 – Шлифы отложений свиты Мишриф:

а – Большая расчлененная стенка рудистовых обломков

б – Межкристаллическая пористость (X25)

Рудистовые фации регулярно способствуют формированию базальных вакстоуновых фаций и способны захватывать или поглощать микритовую основную массу и формировать специфическое микритовое бафлстоуновое ядро, оседающее под тяжестью собственного веса ниже основания волны. Возникшая в результате фация брекчированного ядра путем переработки ее активной волной приводит к образованию биокластических обломков разного размера, которые становятся устойчивыми и создают в основании волны при хорошей погоде специфическое местоположение топографического возвышения сводовой баундстоуновой фациальной постройки, приобретающей форму береговой экозоны.

Эта сводовая фация имеет ограниченное существование и не встречается в останцово-береговых (внутришельфовых) лагунных областях север-северовосточнее области юга Ирака. Фация отличается хорошо развитой внутрибиокластической поровой системой, частью имеет характер открытой сети, частью сцементирована равномерно зернистым мозаичным цементом, и характеризуется хорошо развитыми микроканалами растворения, насыщенными нефтью, как показано в нижней левой части микрофотографии (рис.2.10, а).

На рис. 2.10, б показана хорошо развитая межкристаллическая пористость, увеличенная кавернами малого и до среднего размера и микроканалами растворения, насыщенная нефтью. Такая пористость встречается преимущественно во внутришельфовой лагунно-внутрибереговой экозоне и отличается ограниченной протяженностью фаций резервуара.

2.5 Свита Хасиб на юге Ирака

Свита Хасиб описана Рабанитом в 1952 г. [32], а также Оузном и Насером в 1958 г. [51]. Её средняя толщина составляет около 60 м. Максимальная толщина около 110 м в зоне скважины Сиба № 1 и она

постепенно уменьшается к северо-западу (рис. 2.11). Свита Хасиб (турон) распространена в Южном Ираке, ее литологический разрез представлен пластами карбонатных, мергелистых известняков и пластов глин. В связи с тем, что имеются мергелистые известняки, которые, как известно, содержат большой процент глины, трещины в покрывке отсутствуют. Кроме того, Хасиб содержит несколько пластов глин, которые переслаиваются мергелистыми известняками. И это вторая причина для того, чтобы считать Хасиб очень хорошей покрывкой.

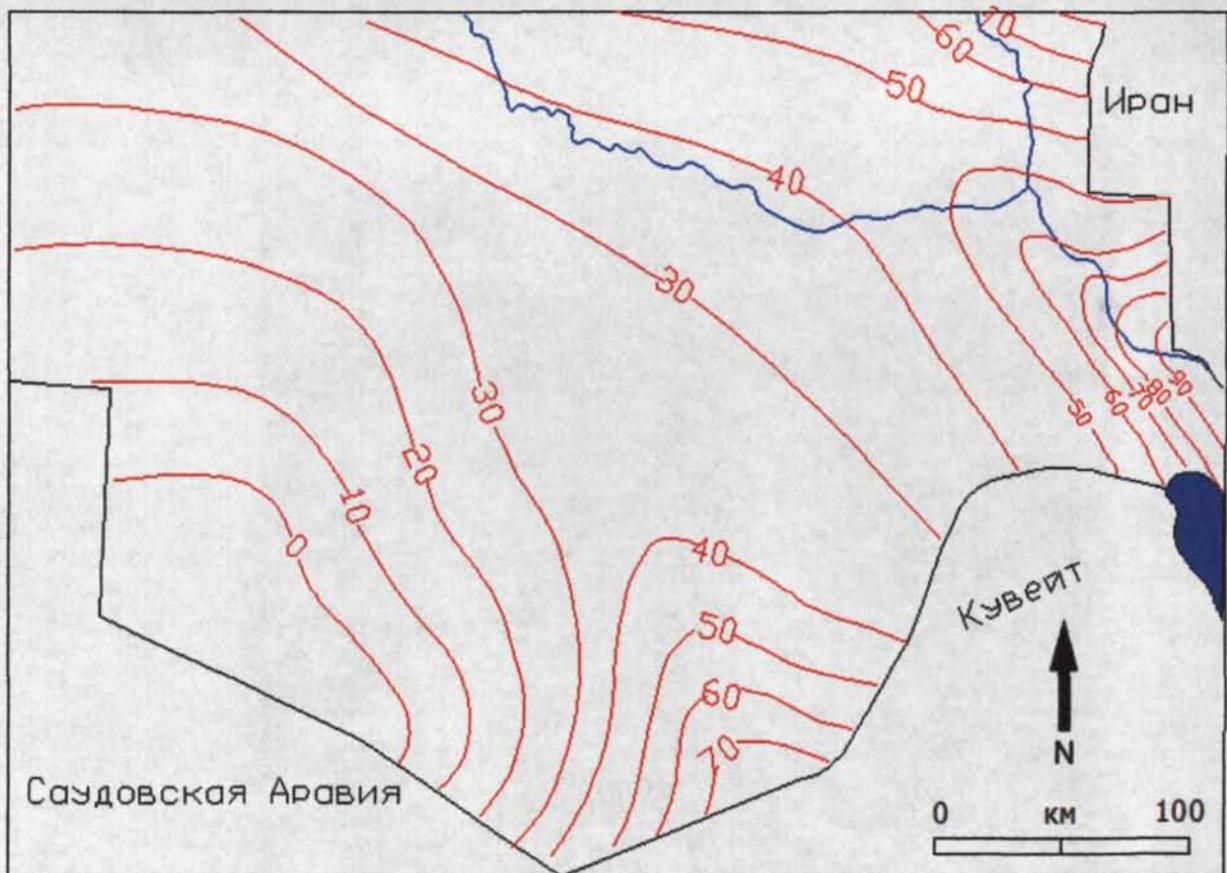


Рисунок 2.11 – Карта мощностей свиты Хасиб на юге Ирака.

Выводы по главе 2

1. Стратиграфическая колонка юга Ирака состоит из свит карбонатных и песчаных пород, которые отлагались в мегасеквенциях и циклах развития Аравийской плиты (AP1-AP11).

2. Восьмой цикл раннемеловой мегасеквенции (AP8) является самым главным циклом. В его эпоху отлагались главные коллекторы на Среднем и Ближнем Востоке. Этот цикл разделен на три подцикла. Самый последний – это цикл (сеноман-туронского века), в котором отлагалась свита Мишриф.

3. Свита Мишриф возраста позднего мела (сеноман) является одним из основных нефтяных коллекторов юга Ирака. Она отлагалась на карбонатной платформе мелководного моря. Фации её изменяются от рифовых до рудистовых лагунных известняков.

4. В конце туронского века отмечается регрессия уровня моря и несогласное залегание на поверхности свиты Мишриф карбонатов Арума и Гурпы. В связи с этим породы Мишриф подвергались эрозии и сильно разрушились. Породы Мишриф содержат обломки различных беспозвоночных-брахиоподобных кораллов небольших размеров.

3 СОСТОЯНИЕ ЗАПАСОВ И РЕСУРСОВ НЕФТИ ИРАКА. ОБЗОР ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ДОБЫЧЕ НЕФТИ УЛУЧШЕННЫМИ МЕТОДАМИ В ИРАКЕ И МИРЕ

3.1 Запасы и ресурсы нефти Ирака

В Ираке расположено около 80 месторождений углеводородов, пять из них газовые и только одно находится на юге Ирака (рис. 1.2). Верма и др. в 2004г. [52] отметили что, в Ираке более 28 эксплуатируемых месторождений, а 22 из них характеризуются коэффициентом извлечения от 15 до 42%, в среднем ниже 30%. Коэффициент извлечения нефти можно повысить использованием методов увеличения нефтеотдачи (МУН) на различных месторождениях.

Рост запасов – это существенный фактор, который наблюдали в той или иной степени почти на всех нефтяных месторождениях Ирака. За 20-летний период (1981-2001 гг.) на разрабатываемых месторождениях произошло увеличение извлекаемых запасов в среднем в 1,6 раза (или на 60%). Учитывая периодическую переоценку ресурсов, от применения новой технологии и усовершенствованного оборудования в будущем можно ожидать увеличения добычи нефти. В стратегических планах в будущем Ирак планирует использование новых методов увеличения нефтеотдачи (МУН) при разработке нефтяных месторождений для того, чтобы улучшить показатели повышения нефтеотдачи.

Ниже будут обсуждаться составные части нефтяного потенциала Ирака.

Запасы: доказанные, вероятные, возможные

Доказанные (или остаточные) запасы определяются как количество нефти, которое на основании анализа геологических и проектных данных, может быть оценено с разумной точностью как промышленно извлекаемое, с этой даты и в будущем, из известных пластов и при современных экономических условиях, методах эксплуатации и нормативах, принятых

правительством. Если использовать вероятностный подход, то с вероятностью не менее 90% фактически извлекаемое количество будет равно или превысит оценочную величину [46].

Вероятные запасы – это те недоказанные запасы, которые, на основании анализа геологических и проектных данных, считаются скорее извлекаемыми, чем неизвлекаемыми. Если использовать вероятностный подход, то с вероятностью не менее 50% фактически извлекаемое количество будет равно или превысит объем оцененных доказанных плюс вероятных запасов [53].

Возможные запасы – это недоказанные запасы, которые, на основании анализа геологических и проектных данных, считаются более трудно извлекаемыми, чем вероятные запасы. В этом контексте, если использовать вероятностный подход, то с вероятностью не менее 10% фактически извлекаемое количество будет равно или превысит объем оцененных доказанных плюс вероятных и плюс возможных запасов [53].

Общий объем нефти в Ираке, включающий запасы (доказанные, вероятные и возможные) и накопленную добычу, по состоянию на конец 1998 г. составил 21,6 млрд. м³ нефти и 2880 млрд.м³ газа из 84 месторождений [54]. Из этих месторождений 23 месторождения действующие (табл. 2), 41 – недействующее и 20 – непромышленные (с индивидуальными запасами нефти от 1,6 до 41 млн.м³). Запасы на некоторых недействующих и на всех непромышленных месторождениях классифицируются как вероятные или возможные. Кроме того, по 17 месторождениям пока ведутся оценочные подсчеты; наиболее заметные из них – Абу-Джир и Западный Багдад, индивидуальные запасы нефти которых оцениваются в 64-160 млн. м³ [55].

Двадцать три действующих промысла (см. табл. 2) содержат 83,3 % извлекаемых запасов нефти Ирака и 78,3 % извлекаемых запасов газа. Пять недействующих месторождений (Маджнун, Халфайя, Химреен, Ратави и Туба) с доказанными индивидуальными запасами от 95 до 1200 млн. м³

нефти еще не разрабатываются. Из недействующих месторождений самыми крупными запасами нефти и газа обладают Маджнун и Ратави (соответственно 1200 и 400 млн. м³ нефти; 150 и 36 млрд. м³ газа).

Похоже, что коллекторы действующих месторождений не были полностью оценены, поэтому ограниченную историю добычи анализировали в попытках оценить извлекаемые запасы индивидуальных месторождений, изучая кривую падения добычи. Промысел Бутма, на котором добыто 52 % извлекаемых запасов, является единственным месторождением, которое, вероятно, имеет адекватную накопленную добычу, для того чтобы можно было анализировать кривую падения. Как правило, из пласта должно быть добыто 35-50 % его запасов, прежде чем можно будет наблюдать тенденцию к снижению в координатах «накопленная добыча – уровень добычи». Анализ добычи на промысле Бутма указывает на вероятность большего объема извлекаемых запасов, чем было обнаружено (12,7 млн. м³ нефти). После 20 лет устойчиво высоких уровней добычи на этом промысле (с накопленным объемом добычи более 5,4 млн. м³), внезапное ее падение в 1973 г., вероятно, свидетельствует о производственных проблемах или о плановом снижении добычи, а не об эффекте очень высокой начальной добычи. К концу 1998 г. на промысле Бутма добыли 6,7 млн. м³ или 52 % его первоначальных запасов.

Остальные 22 действующих промысла не показывают тенденции к снижению; объем накопленной добычи на них составляет менее 35-50 % их извлекаемых запасов. Если на промысле не отмечается выраженной тенденции к снижению добычи, даже после извлечения 50 % его запасов, то оценка его запасов должна быть пересмотрена. Хороший пример – месторождение Айн-Залах: на нем не отмечают никакого снижения добычи, даже после того как в декабре 1998 г. объем накопленной добычи составил 30,8 млн. м³ нефти (65 % извлекаемых запасов). Следовательно, извлекаемые запасы Айн-Залах должны быть гораздо выше оцененных 47 млн. м³ нефти. Аналогично супергигантское месторождение Киркук с объемом накопленной добычи более 2,2 млрд. м³ нефти не показывает никаких признаков снижения

текущей добычи нефти, поэтому его запасы должны быть выше оцененных 4 млрд. м³.

Из анализа данных о запасах очевидно, что оцененные средние коэффициенты извлечения нефти, как правило, низки, поэтому начальные оценки извлекаемых запасов – заниженные.

Рост запасов

Рост запасов на открытых месторождениях – общепризнанное явление в нефтяной промышленности [56]. База данных IHS (Institute for Humane Studies) даёт 20-летнюю (1981-2001 гг.) картину изменения запасов по 13 иракским месторождениям, хотя за некоторые годы данных нет. По 10 месторождениям отмечен рост запасов, по одному – роста нет, по двум – небольшое снижение. Из 10 месторождений, где отмечен рост, извлекаемые запасы шести месторождений выросли примерно в 2,1 раза, двух – примерно в 3,5 раза, одного – в 13,5 раза и еще одного (Западная Курна) – в 32,5 раза на 12-м году эксплуатации. Затем на 19-м году рост снизился, так что в целом извлекаемые запасы за 20 лет увеличились в 23,3 раза. Среди этих месторождений на Маджнун и Нахр-Умер (теперь – Бин-Умер) по состоянию на конец 1998 г. добыча не велась, в то время как Западная Курна и Джамбур показали гораздо больший прирост извлекаемых запасов. На шести месторождениях, о которых говорилось выше, запасы за 20 лет увеличились в 1,6 раза (2,4 % в год). Для сравнения, по Волго-Уральскому региону России рост составил 3,6 раза, а по 48 штатам США (без Аляски и Гавайских островов) – почти в 5 раз [57,58] также за 20 лет. Кроме того, сообщалось о двукратном росте запасов нефти в западносибирском регионе; за начало отсчета брали год первой добычи или первого сообщения о запасах [59].

Неоткрытые ресурсы

Неоткрытые ресурсы – это потенциальные углеводороды, которые не были обнаружены во время бурения и эксплуатационных испытаний.

Практически весь Ирак (площадь 440 тыс. км²) лежит в северо-восточной части Аравийского бассейна, который простирается от Аравийской платформы на западе до пояса Загрос на востоке. Бассейн ведет начало от докембрийского периода и содержит более 15 км осадочных пород – от нижне-кембрийских до недавних осадочных пластов [3]. Углеводородный потенциал этих пород выражается в трех Общих Нефтяных Системах Ирака [60].

Методология Геологической съемки США требует знания оценок этих систем в разное время, а также оценки диапазона потенциальных размеров и числа неоткрытых месторождений. Оценки размеров числа ограничивались областями проведения разведочных работ, а потенциал разных стратиграфических горизонтов определяли с помощью моделей зарождения, миграции и накопления нефти. Оценка трех Общих Нефтяных Систем была ограничена пониманием незначительности углеводородных запасов в мезозойских материнских породах Западного Ирака. Аналогично, оценку силурийской модифицировали в свете геохимических исследований [61,62,63]. Кроме расчетов по моделям, для оценки использовали данные, собранные Кристианом [64,65].

3.2. История и объемы нефтедобычи в Ираке

На рисунке 3.2 показана динамика нефтедобычи в Ираке в целом и на некоторых его важнейших промыслах. Добыча началась в 1927 г. на месторождении Нефт-Кане с дебитом 175 м³ /сут. В 1934 г. было введено в эксплуатацию месторождение Киркук с начальными извлекаемыми запасами от 2,5 до 4,0 млрд. м³ нефти. В 1935 г. добыча нефти в Ираке в целом превысила 11 тыс. м³ /сут. Затем началась добыча на других месторождениях (Зубейр в 1950 г., Румейла в 1954 г. и Бай-Хассан в 1960 г.). В 1979 г. добыча нефти в Ираке достигла пика – 556 тыс. м³ /сут., в том числе 222 тыс. м³ /сут. на месторождении Киркук и 238 тыс. м³ /сут. – Румайла [66].

В северной и южной зонах сгруппированы 23 действующих нефтепромысла Ирака. В северной зоне – 12 действующих месторождений нефти, как например (Бай-Хассан, Киркук, Нефт-Кане и др.). Следовательно, объем нефтедобычи на промыслах северной зоны достигает 148 тыс. м³ /сут [66].

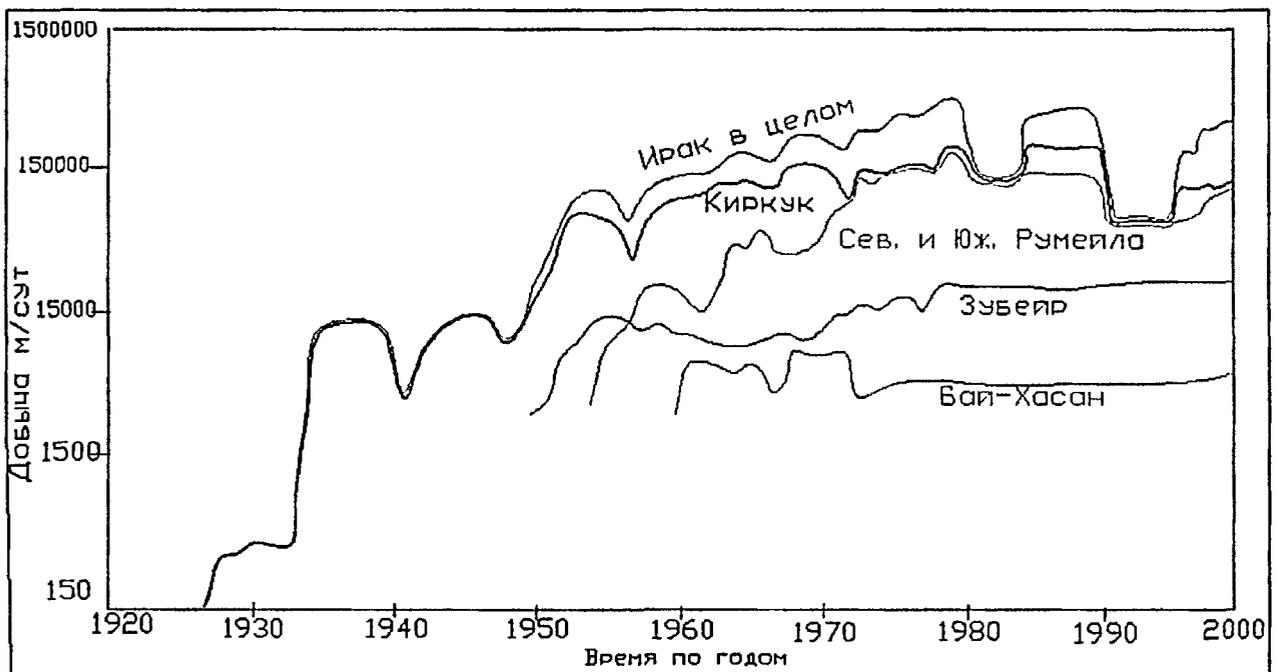


Рисунок 3.1 – Динамика добычи нефти в Ираке.

В южной зоне имеется несколько подготовленных к добыче месторождений (Румейла, Западная Курна, Зубейр, Лухейс, Субба, Абу-Гираб, Бин-Умер). Румейла, один из четырех супергигантов юга, состоящая из двух отдельных промыслов - Южной Румайлы (объем нефтедобычи 109,7 тыс. м³ /сут.) и Северной Румейлы (83,5 тыс. м³ /сут.). С учетом производительности промыслов Зубейр (24,6 тыс. м³/сут.), Западная Курна (8,7 тыс. м³/сут.), Амара (7,2 тыс. м³/сут.), Лухейс (4,0 тыс. м³ /сут.) и Бин-Умер (0,8 тыс. м³ /сут.), суммарный объем нефтедобычи в южной зоне оценивается в 238,5 тыс. м³ /сут.[66].

В 2003 г. полагали, что устойчивую нефтедобычу можно будет увеличить с текущей – 159 тыс. м³ /сут. до 445 тыс. м³ /сут. в 2004 г. [67]. В

секторе нефтедобычи работают две иракских компании – (SOC) и (NOC). Они планировали восстановить на севере объем нефтедобычи до 148 тыс. м³/сут., а на юге – нарастить его с 238,5 тыс. м³/сут. до более чем 302 тыс. м³/сут. Соответственно, министерство нефти Ирака планировало в 2004-2005 гг. вернуться к уровню добычи до 1990 г. – 556 тыс. м³/сут. [68].

3.3 Перспективы заводнения, добычи нефти улучшенными и вторичными методами в Ираке

Основными нефтегазодобывающими странами Ближнего и Среднего Востока являются Саудовская Аравия, Ирак, Иран, Кувейт, Катар и мелкие княжества Аравийского полуострова. В этих странах открыто более 100 гигантских местоскоплений нефти и газа с запасами, достигающими по некоторым данным 10 млрд. т.

Ирак – одна из самых богатых нефтью стран Ближнего Востока (табл. 3.1). На его территории находятся многие нефтяные формации, в числе которых горные породы палеозойского, мезозойского и кайнозойского возрастов. Большая часть нефтяных ресурсов Ирака сосредоточена в Загрос-Месопотамской меловой и палеогеновой нефтяных системах. Литературные данные о запасах, ресурсах и геологическом строении показывают, что эти системы богаты нефтью и большим количеством природного газа. Природный газ – значительный ресурс Ирака: десятое (по запасам) место среди стран-членов ОПЕК – 4,5 трлн.м³. Суммарные же балансовые запасы углеводородов Ирака в настоящее время оцениваются в 29 млрд. т (184 млрд. брл) [69].

В Месопотамской провинции (геосинклинальный склон прогиба) наиболее известно крупное нефтяное месторождение «Киркук» с запасами 2 млрд.т. Ежегодно из него добывается более 55 млн.т нефти. Приурочено месторождение к асимметрической антиклинали с размерами 98×3,5 км, развитой системой поперечных сбросов. В настоящее время разведаны три

залежи. Основной по запасам является залежь нефти в «Главном» известняке олигоцен-эоценового возраста. Залежь структурно-стратиграфическая.

Балансовые запасы на гигантских и супергигантских месторождениях Ближнего Востока приведены в таблице 3.1. Приведенные пять стран – Саудовская Аравия, Ирак, Иран, Кувейт и Объединенные Арабские Эмираты обладают основными запасами нефти. В этих странах в гигантских (с запасами 0,2–0,8 млрд. т нефти) и супергигантских месторождениях (с запасами более 1,0 млрд. т нефти) сосредоточено 90% нефтяных запасов. Ирак имеет 6 супергигантских месторождений с запасами 13,5 млрд. т, 11 гигантских – с запасами 3,6 млрд. т, а всего 17 гигантских и супергигантских месторождений с запасами нефти 17,1 млрд. т.

Таблица 3.1 – Балансовые запасы нефти на гигантских и супергигантских месторождениях Ближнего Востока

Страна	Супергигантские месторождения нефти		Гигантские месторождения нефти		Сумма гигантских и супергигантских месторождений нефти		
	Число	Извлекаемые запасы, млрд. т	Число	Извлекаемые запасы, млрд. т	Число	Извлекаемые запасы, млрд. т	Доказанные запасы янв. 2001 г., млрд. т
Саудовская Аравия	10	39,2	16	4,7	26	43,9	41,2
Ирак	6	13,5	11	3,6	17	17,1	18
Иран	5	12,3	16	5,7	21	18,1	11,4
Кувейт	3	11,6	3	1,5	6	13,2	8,57
Абу-Даби	5	9	5	1,2	10	10,2	7,63
Нейтральная зона	1	1,1	1	0,5	2	1,6	0,82
Катар	1	0,8	2	0,4	3	1,3	0,4
Дубай	0	0	2	0,6	2	0,6	0,18
Оман	0	0	2	0,6	2	0,6	0,19
Сирия	0	0	1	0,3	1	0,3	0,11
Бахрейн	0	0	1	0,2	1	0,2	0,01
Всего	31	87,6	60	19,3	91	106,9	74,77

По доказанным запасам (18 млрд. т), Ирак занимает второе место в мире после Саудовской Аравии (41,2 млрд. т).

На большинстве месторождений Ирака добывают сегодня легкую и утяжеленную по плотности нефть – до 900 кг/м³.

Ряд ранних месторождений дают также легкую нефть (плотность менее 876 кг/ м^3) на естественном режиме, но многие (Киркук и Румейла) работают уже с заводнением [70].

На месторождении Киркук в первые пять лет в начале нагнетали газ в купол Авана, но с 1961 г. перешли на закачку воды, что позволило увеличить нефтедобычу за эти годы с 47 до 55% [71]. Однако в последние годы в куполах Авана и Баба месторождения Киркук отмечено заметное переобводнение нефти, в результате чего к концу 2000 г. осталось вне добычи огромная нефтяная часть залежи высотой до 50 м. Сегодня исследуется общая эффективность добычи из пласта, чтобы предотвратить возможность прорыва воды в пласт по системе трещин.

3.3.1 Проблемы применения вторичных методов добычи нефти на месторождениях юга Ирака

При применении вторичных методов добычи нефти путем закачки воды на месторождениях юга Ирака возникает определенная проблема. Например, нефть из коллектора Мишриф извлекается с большим содержанием закачиваемой воды.

Одной из возможных причин данной проблемы является то, что свита Мишриф состоит из карбонатных рудистовых пород и подвергается сильному растворению, следовательно, формируются высокие неоднородные петрофизические особенности. Также известно, что большинство карбонатных рудистовых пород характеризуются как гидрофобная поверхность. В связи с этим подошвенная вода распространяется неравномерно и ВНК поднимается неодинаково на всей протяженности месторождения (рис. 3.2 А).

Данный вторичный метод добычи нефти приемлем для свит, состоящих из песчаных пород, так как межзерные поры являются самым главным видом пористости. Эти поры приблизительно равны по размеру и, следовательно, ВНК поднимается равномерно (рис. 3.2 Б). Например, свита Зубейр, расположенная на юге Ирака.

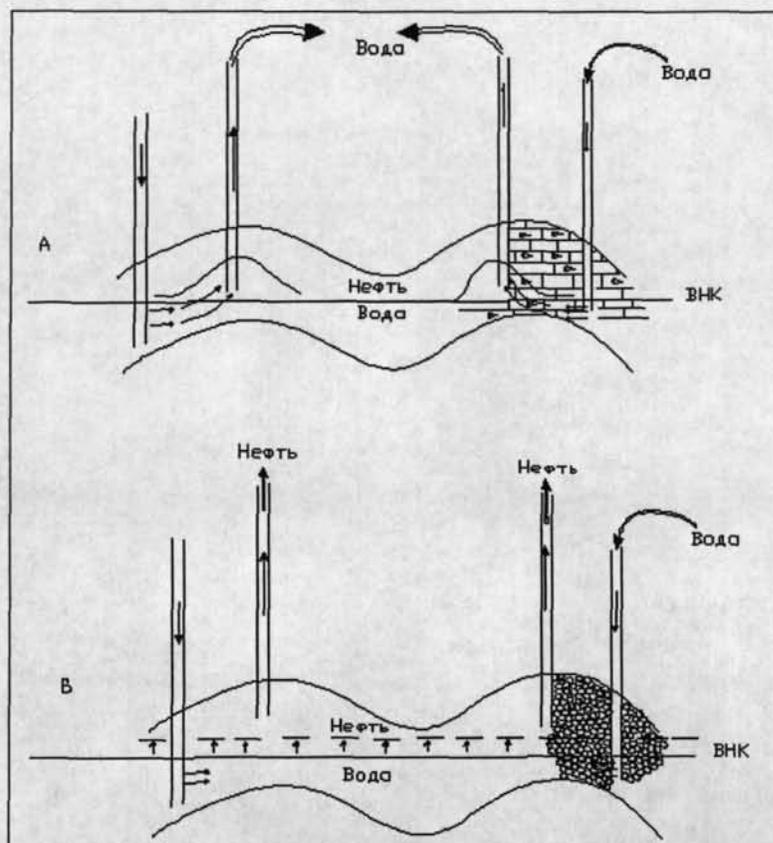


Рисунок 3.2 – Движение ВНК на месторождениях юга Ирака

На большинстве же месторождений мира удаётся увеличить добычу нефти из пластов с помощью заводнения. По среднемировым данным, эффективность этого мероприятия выражается в росте добычи нефти на 20-50%. Поэтому предполагается, что на месторождениях Ирака имеется возможность добыть дополнительно 10-15% нефти, т.е. около 7 млрд.т. Кроме того, применяются улучшенные технологии добычи нефти, в числе которых: бурение горизонтальных скважин (ГС), усовершенствованные методы каротажа и интерпретация его результатов, новые способы заканчивания скважин (открытым стволом), применение трехмерной сейсморазведки для выявления ориентации трещин и отслеживания контакта нефти с водой. Используются и вторичные методы – тепловое воздействие при добыче тяжелых нефтей, закачка CO_2 и других реагентов в пласты,

содержащие нефть средней и легкой плотности. Они позволяют дополнительно увеличить нефтеотдачу пластов на 10-15% от первоначальных запасов нефти. Однако недостаток данных о пласте и его геологии, статистических данных о других пластах и месторождениях позволяют сделать только ориентировочную оценку запасов нефти на месторождениях Ирака. Если принять, что во многих странах и регионах до 6% дополнительной добычи формируется за счет применения методов МУН, то к общему потенциалу недр можно добавить до 4 млрд. т нефти. Это увеличивает суммарный потенциал новых ресурсов до 11 млрд.т [72].

Ниже приводятся результаты обобщения применения современных методов увеличения нефтеотдачи в мире.

3.4 Применение современных методов увеличения нефтеотдачи в мире

В последнее десятилетие отсутствует официальная статистическая отчетность по объемам и эффективности применения современных МУН. Тем не менее, согласно приведенным оценкам, за последнее десятилетие дополнительная добыча за счет применения современных МУН в России непрерывно снижается и в настоящее время ее объем в общей добыче нефти практически незаметен (рис. 3.3). В то же время по данным самих российских нефтяных компаний разница в добыче нефти между США и Россией за счёт МУН к 2000 г составила всего 3 млн. т, а в последующем – Россия превзошла США.

Распределение дополнительной добычи нефти за счёт газовых МУН в России приведено в таблице 3.2 [73]. Из нее следует, что во многих компаниях к МУН относят все геолого-технические мероприятия, приводящие к интенсификации добычи нефти, в том числе, а нередко и в первую очередь, из активных запасов, а также традиционные геолого-технологические мероприятия, направленные на достижение утвержденного проектного КИН, а не на его увеличение.

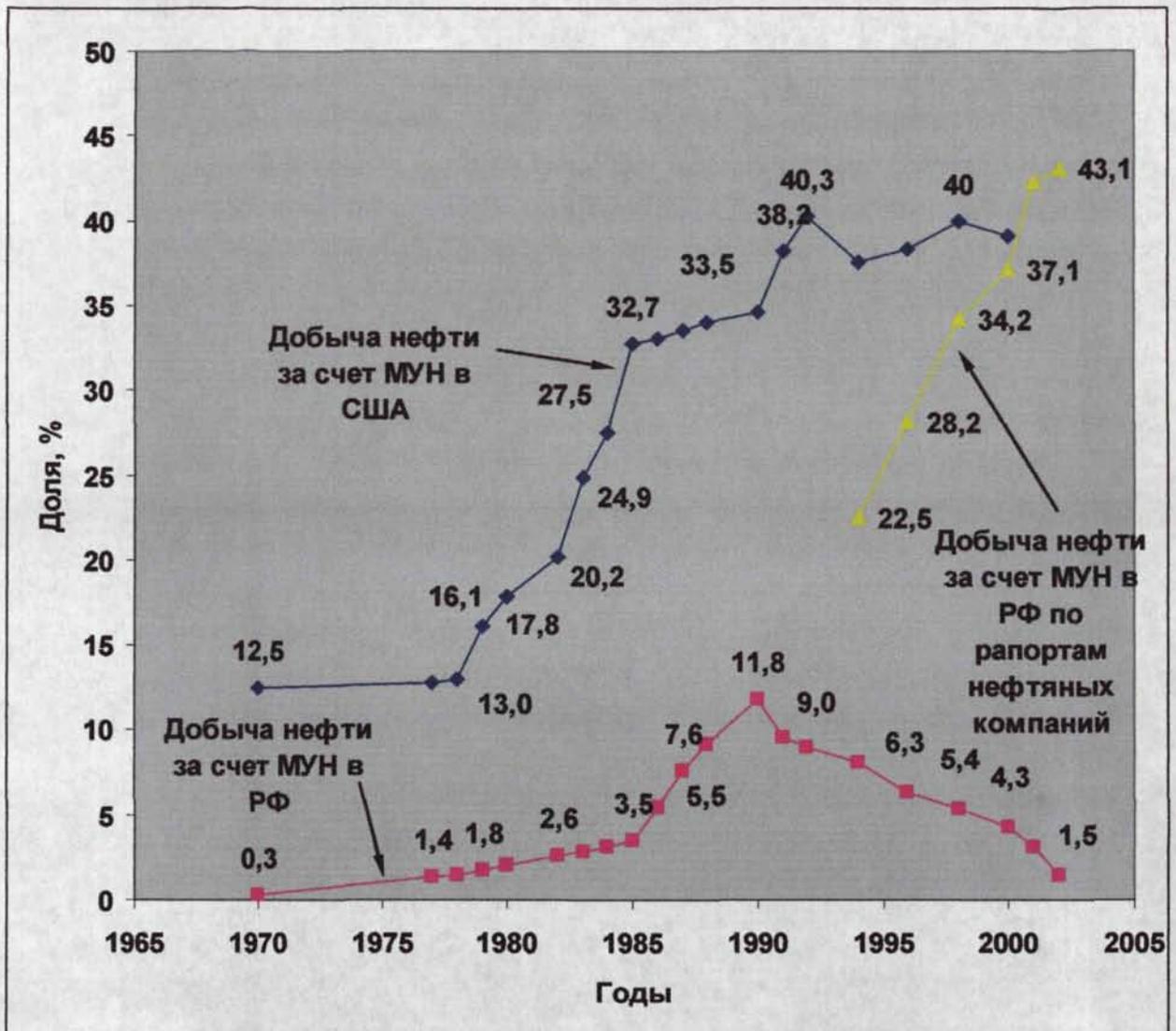


Рисунок 3.3 – Схема добычи нефти за счет МУН в США и в России

Таблица 3.2 – Распределение добытой нефти за счёт газовых методов увеличения нефтеотдачи в России

Показатель	Годы					
	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Газовые методы						
Дополнительная добыча нефти, тыс. т	307	220	205	223	226	246

За 16 лет объем дополнительной добычи нефти за счет применения современных газовых МУН в мире вырос к 2000 г. почти в 2,5 раза (таблица 3.3) и составляет примерно 3,0-3,5 % от общей. Это означает, что примерно

10 % мировой добычи нефти осуществляется с применением современных МУН. Наибольшие объемы добычи нефти за счёт применения современных МУН принадлежат США (таблица 3.4). Конечно, это диктуется сложной структурой запасов в стране. Но немаловажное значение имеет и многолетняя целеустремленная работа, направленная на создание системы государственного управления региональным использованием запасов нефти. За период с 1986 г до 2000 гг. в США дополнительная добыча нефти за счет применения МУН выросла почти в 3 раза и достигла примерно 40 млн т в год. Такая дополнительная добыча нефти соответствовала примерно 13 % от общей добычи нефти в стране. Это означает, что в США добыча нефти с применением МУН составляет приблизительно 35-40 % от общей добычи. Поэтому не случайно нефтеотдача здесь непрерывно растет и уже превысила 40%. Одновременно с ростом добычи нефти происходит снижение числа действующих проектов с применением современных МУН (рис. 3.4).

Таблица 3.3 – Динамика масштабов применения современных газовых МУН в мире, тыс. т.

МУН	1984	1986	1988	1990	1992	1994	1996	1998	2000
Газовые методы	18,700	25,500	29,500	30,000	33,400	33,500	30,900	34,200	42,000

Высокий потенциал современных МУН со всей очевидностью подтверждается последней статистической информацией о применении этих методов в мире [74].

В табл. 3.5 и Приложении содержатся сведения о значительном числе реализуемых в мире проектов применения МУН, в том числе об ожидаемой нефтеотдаче. Следует обратить внимание на широкую географию распространения современных МУН. В настоящее время опытные работы и промышленное применение современных МУН проводятся во многих странах мира. Следует обратить внимание, что эти работы проводятся даже на Ближнем Востоке, где обеспеченность запасами высока.

Таблица 3.4 – Добыча нефти в США за счет МУН, млн т.

Методы	Годы						
	1990	1992	1994	1996	1998	2000	2002
Газовые	9,532	14,902	14,432	14,967	15,677	16,438	14,873
Закачка:							
несмешивающееся вытеснение азота	0,005	0,005	—	—	—	0,003	0,003
азота	1,113	1,129	1,153	1,401	1,406	0,735	0,735

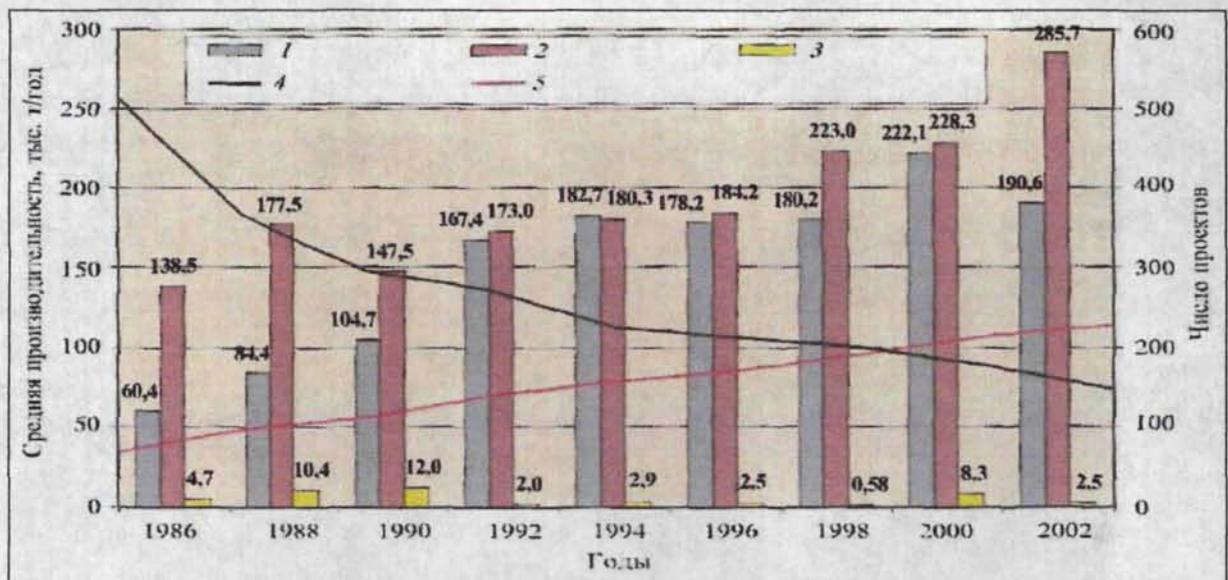


Рисунок 3.4 – Применение современных МУН на месторождениях США:

1 – газовые; 2 – тепловые; 3 – другие; 4 – все методы; 5 – число проектов

Приведенные данные свидетельствуют о высоких ожидаемых значениях нефтеотдачи даже в случае применения современных МУН после первичных и вторичных методов разработки.

Таблица 3.5 – Закачка смешивающихся углеводородных газов

Страна	Месторождение	Начало реализации проекта, год	Технология разработки до введения МУН	Тип коллектора	Пористость, %	Вязкость ср., мПа·с	Проницаемость, $\times 10^{-3}$ мкм ²	Стадия проекта	КИН, %
США	Прудхо-Бей	1987	Заводнение	Песчаники	22	1	400	Завершен на половину	50
Канада	Брассей	1989	–	Песчаники	16,6	210	137	Близок к завершению	62
ОАЭ	Абу-Даби	1991	Естественный режим	Песчаники	20	–	200	Завершен на половину	50
Венесуэла	Центральный Карито	1996	Естественный режим	Песчаники	8-20	0,1 – 0,5	10-1000	Только начат	–
Ливия	Зуэтина Ойл	1969	–	Неконсолидированные песчаники	23,9	0,46	226	Близок к завершению	77

3.5 Применение методов увеличения нефтеотдачи в России

В целом последние годы характеризуются существенным ухудшением структуры запасов нефти России, увеличением количества месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Использование обычных технологий заводнения для их выработки часто недостаточно эффективно, а иногда просто невозможно.

За последние 30 лет доля остаточных извлекаемых запасов высоковязких нефтей в подгазовых зонах и низкопроницаемых коллекторах увеличилась от 0,17 до 0,52, соответственно уменьшилась доля активных запасов нефти. Вместе с тем в заводненных пластах содержится немалая доля остаточных извлекаемых запасов нефти, которые обеспечивают более 55 % текущей добычи. Оценки показывают, что увеличение их конечного КИН только на один пункт может обеспечить прирост ежегодной добычи 30-50 млн.т. С другой стороны, приросты добычи нефти за счет открытия и ввода в разработку новых месторождений уже в настоящее время (и тем более в будущем) связаны, как правило, с труднодоступными районами севера Западной и Восточной Сибири. При этом новые месторождения прогнозируются со сложным геологическим строением объектов, низкими начальными дебитами, а некоторые – с ухудшенными свойствами нефти.

Например, продуктивные горизонты большинства разрабатываемых нефтяных месторождений Краснодарского края обладают явно выраженной слоистой неоднородностью. В связи с этим при выборе метода воздействия на пласт с целью повышения нефтеотдачи важно знать механизм и эффективность намечаемого процесса. Исследования показали, что при вытеснении нефти из слоисто-неоднородного пласта обогатенным газом, когда отдельные слои различной проницаемости изолированы друг от друга, эффективность процесса вытеснения значительно ниже, чем в однородном пласте. Причем с увеличением отношения проницаемости k_2/k_1 эффективность вытеснения резко снижается.

Исследования показали, что при комбинированном воздействии на слоисто-неоднородный пласт эффективность более высокая, чем при вытеснении только обогащенным газом.

Более высокая эффективность процесса вытеснения при периодической закачке в неоднородный пласт воды и газа объясняется большим охватом пласта вытеснением.

Таким образом, установлено, что при вытеснении нефти смешивающимися агентами на месторождениях, продуктивные пласты которых представлены слоистой неоднородностью, высокая эффективность процесса может быть достигнута только при комбинированном воздействии, осуществляемом периодической закачкой в пласт воды и газа. При использовании воды в качестве вытесняющего агента не только повышается нефтеотдача пласта, но и резко сокращаются сроки его разработки, что необходимо учитывать при составлении проектов разработки с применением методов вытеснения смешивающимися агентами.

Использование экспоненциальной зависимости позволяет прогнозировать добычу нефти на режимах истощения. Для некоторых рифогенных месторождений, разрабатываемых в настоящее время, определены значения показателей экспоненты и рассчитаны показатели разработки, которые могут быть использованы как базовые при режимах истощения.

При применении газовых методов увеличения нефтеотдачи залежей необходимо учитывать фактически достигнутые показатели разработки по сравнению с базовыми, что позволит рассчитать дополнительную добычу нефти и увеличение коэффициента извлечения нефти (КИН).

Об эффективности создания газовой репрессии на Битковском месторождении.

Несмотря на проведение промышленного эксперимента в сложных геологических условиях (высокая неоднородность коллекторов, их низкая проницаемость, многопластовость, наличие локальных тектонических

нарушений, низкое давление вытеснения и др.), на месторождении получены положительные результаты, подтверждающие перспективность применения новых методов интенсификации добычи нефти.

С целью изыскания методов увеличения нефтеотдачи на Битковском месторождении в Укргипрониинепфти и ЦНИЛ объединения Укрнефть проведены экспериментальные исследования по вытеснению нефти газом и водой в различных вариантах (одновременное воздействие при различных соотношениях газа и воды, последовательное вытеснение газом и водой, а также водой и газом, периодическая закачка воды и газа).

Большой интерес представляют аналитические расчеты Б. В. Шалимова [75], который показал, что для некоторого соотношения фаз нефтеотдача при вытеснении газовой смесью выше, чем при вытеснении водой (тем более газом).

Аналогичные результаты получаются при попеременном нагнетании газа и воды при условии, что за один цикл закачивается не более 0,12 порового нефтенасыщенного объема каждого из агентов. В случае последовательного нагнетания газа и воды (или воды и газа) коэффициент вытеснения нефти увеличивается до 0,68–0,7. В работе [76] рассматривались три варианта разработки залежи с поддержанием пластового давления с целью наиболее полного извлечения запасов при минимальных затратах: I – путем нагнетания газа; II и III – путем нагнетания газовой смеси.

При определении эксплуатационных затрат на поддержание пластового давления учитывалась стоимость потерь газа в процессе разработки. Стоимость закачиваемого газа (без потерь) не учитывалась [77], так как при добыче нефти и нагнетании в пласт газа последний сохраняет свою потребительскую стоимость и после окончания разработки может быть извлечен из залежи и реализован.

Наиболее эффективным режимом разработки Битковского месторождения является режим газовой репрессии при закачке 75% газа и 25% воды.

Повышение степени извлечения запасов и сокращение сроков разработки приводит к росту среднегодовой добычи нефти, а следовательно, к экономии капитальных вложений на геологоразведочные работы и обустройство месторождений, которые должны были быть введены в разработку для получения дополнительно извлекаемых запасов.

Метод вытеснения нефти углеводородным газом и его модификации – наиболее эффективные методы повышения нефтеотдачи пластов, особенно для низкопроницаемых коллекторов. Их применение позволяет увеличить коэффициент нефтеизвлечения на 10-15 пунктов по сравнению с традиционными методами разработки нефтяных месторождений.

Данный метод не нашел широкого применения в России. Он реализуется на Самотлорском месторождении в Западной Сибири, месторождении Озек-Саут АО «Ставропольнефтегаз», на нескольких рифовых залежах в Башкортостане.

Научно-исследовательскими институтами России для разработки низкопроницаемых сложно построенных коллекторов созданы эффективные технологии, основанные на вытеснении нефти углеводородным газом высокого давления и широкими фракциями легких углеводородов (ШФЛУ). Выделено 489 залежей на 140 месторождениях, на которых возможно их применение, среди них Талинское, Родниковское, Самотлорское, Восточно-Сургутское, Омбинское и др. Широкомасштабное внедрение сдерживалось из-за отсутствия оборудования для реализации метода [78].

В промышленном масштабе в Башкортостане газовые методы увеличения нефтеотдачи внедрены на месторождениях, приуроченных к погребенным рифогенным массивам нижнепермского краевого прогиба.

Еще в 1943-1946 гг. на Ишимбайском месторождении проводились первые опытные работы по закачке в купольную часть и по всей толщине рифа газа и воздуха. Несмотря на весьма ограниченные размеры этих экспериментов, незначительный технологический эффект (1,5 тыс.т) от

закачки газа все же имел место. Распространить опыт не удалось из-за технических трудностей того времени.

Нельзя сказать, что идея смешивающегося вытеснения нефти газом высокого давления в то время была нова. Теоретические, лабораторные и промысловые исследования, как в России, так и в других странах в этом направлении проводились и были известны и ранее. Однако к идее их использования для разработки рифовых месторождений так близко специалисты подошли впервые только к концу 1960-х началу 1970 гг. К этому их подтолкнуло, прежде всего, изучение геологического строения структуры рифовых коллекторов, геометрии форм массивов и весьма низкие показатели вытеснения нефти водой на реальных месторождениях.

Испытанию газовых технологий способствовало также открытие к тому времени в данном регионе группы газовых и газоконденсатных месторождений и наличие магистральных газопроводов, проходящих вблизи нефтеносных площадей, из которых можно было получить для закачки в пласт газовый конденсат, широкие фракции легких углеводородов (ШФЛУ) и газ.

Разработке проектов по закачке газа предшествовало проведение ряда исследований по вытеснению нефти из рифогенных карбонатных коллекторов на моделях. Начаты эти работы в институте БашНИПИнефть группой В.М. Березина (1963 г.), затем интенсивно продолжены в ЦНИПрепро НГДУ «Ишимбайнефть» группой Х.Ш. Сабирова (1971 г.) [79].

Исследования впервые проведены на моделях из дробленных неоднородных натуральных рифовых пород и естественных кернов. Смоделированы процессы изучения нефтеотдачи рифогенных коллекторов:

- при режиме растворенного газа; при вытеснении нефти сухим газом;
- при вытеснении нефти растворителем и углеводородным газом (смешивающееся вытеснение).

Опыты проводили с насыщением моделей естественной нефтью и вытеснением ШФЛУ (конденсатом) и природным газом при давлениях,

аналогичных естественным. Сравнение показателей фронтального и вертикального вытеснения показало преимущество (10-12%) последнего. Также были доказаны существенные преимущества вытеснения нефти ШФЛУ+газ перед сухим газом. Полученные данные легли в основу метода закачки газа в пласт и разработки последующих проектных документов.

В качестве первоочередных объектов для испытания газовых технологий были выбраны Озеркинское, Грачевское и Старо-Казанковское месторождения. Выбор Озеркинского месторождения определялся в первую очередь близостью к компрессорной Канчуринской станции подземного хранения газа, ресурсами которой и намечено было воспользоваться. Сезонный режим работы станции ПХГ определил и циклический режим закачки газа на месторождении. На заданную технологию в Уфимском нефтяном институте был подготовлен проект по доработке месторождения (В.И. Мархасин, 1982 г.). Проекты на вертикальное (сводовое) вытеснение нефти газом по Грачевскому и Старо-Казанковскому месторождениям были подготовлены в БашНИПИнефти (А.Г. Резванов, 1983 г., 1987 г.).

Дальнейшая реализация и совершенствование газовых технологий обеспечат прирост КИН по рифогенным месторождениям: Грачевскому – на 9,3%, Старо-Казанковскому – на 4,2% [80].

В настоящее время составлен проект доработки Тереклинского месторождения, в основу которого положена технология создания ПХГ с одновременной добычей части остаточных запасов нефти, которая при применении традиционных методов осталась бы неизвлеченной. При этом, в процессе создания базисного ПХГ, извлекается часть остаточных запасов нефти. Рифогенные месторождения Приуралья прогиба как нельзя лучше подходят для эксплуатации в качестве ПХГ, что обусловлено спецификой геоморфологии данных объектов: замкнутый характер природного резервуара, большие объемы неограниченной площади, наличие

регионального флюидоупора (соленосная толща кунгура) и наличие вблизи месторождений развитой газотранспортной системы.

Мировой опыт использования углеводородных газов в качестве агента по повышению нефтеотдачи представлен в таблице 3.5.

Выводы по главе 3

1. В Ираке расположено около 80 месторождений углеводородов, пять из которых газовые и только одно находится на юге Ирака. Доказанные запасы нефти в Ираке превышают 113 млрд. баррелей (10% мировых ресурсов нефти), а запасы газа – 4,5 трлн. м³. На юге Ирака имеется несколько подготовленных к добыче месторождений (Румейла, Западная Курна, Зубейр, Лухейс, Субба, Бин-Умер).

2. Вторичным методом добычи на нефтяных месторождениях юга Ирака является заводнение. При использовании этого метода возникает определенная проблема, особенно для свит, состоящих из карбонатных рудистовых пород. Одной из возможных причин данной проблемы является то, что свита Мишриф состоит из карбонатных рудистовых пород и подвергается сильному растворению, в результате чего формируются высокие неоднородные петрофизические особенности. Также доказано, что большинство карбонатных рудистовых пород характеризуются гидрофобной поверхностью. В связи с этим вода распространяется неравномерно и ВНК поднимается неодинаково по всей площади месторождения.

3. В последние годы в мире увеличилось использование газовых технологий. Российский опыт использования газовых технологий для повышения нефтеотдачи из карбонатных рудистовых коллекторов выявил высокую эффективность вытеснения нефти. Примером является применение данных технологий на месторождениях южного региона Башкортостана.

4 ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЮГА ИРАКА

4.1 Общие особенности месторождений юга Ирака

Структуры месторождений юга Ирака являются антиклинальными в направлении с севера на юг, характеризуются близким расположением друг к другу (рис.4.1).

Месторождение Зубейр. Находится в южной части республики Ирак в 20 километрах юго-западнее г. Басра (рис. 4.1). Структура месторождения Зубейр представляет антиклинальную складку, простирающуюся с севера на юг.

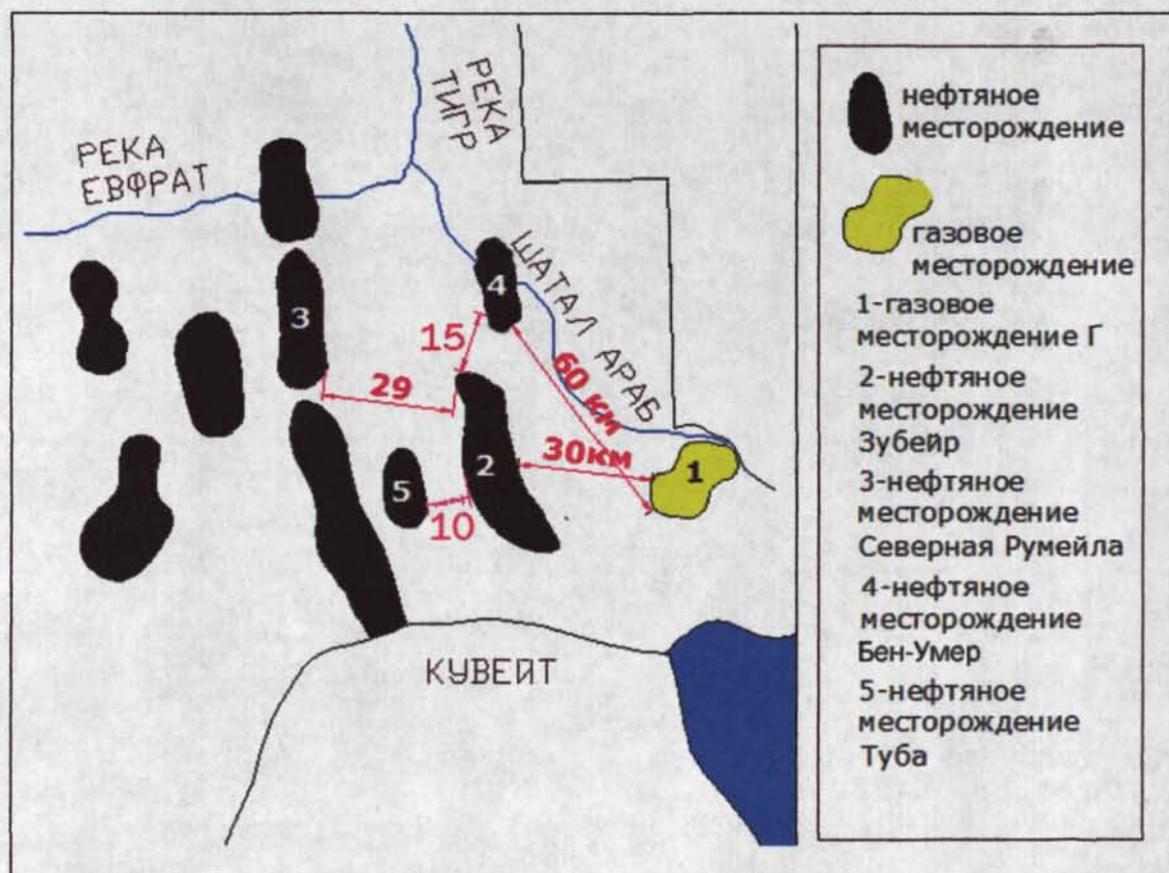


Рисунок 4.1 – Схема месторождений юга Ирака

Месторождение Северная Румейла. Находится в Южной части Ирака в 45 км северо-западнее г. Басра, в 25 км северо-западнее месторождения Зубейр (см. рис.4.1).

Структура месторождения представляет антиклинальную складку, простирающуюся с севера на юг. Длина месторождения достигает 39 км, а ширина 18 км. Свита Мишриф является главным коллектором на месторождении Северная Румейла, перекрывается свитой Хасиб.

Месторождение Бин-Умер. Находится в 20 км севернее г. Басра, в 15 км севернее месторождения Зубейр (рис.4.1).

Структура месторождения представляет антиклинальную складку простирается с севера на юг. Длина месторождения 25 км, а ширина 18 км. Свита Мишриф – коллектор, а Хасиб – покрывка.

Месторождение Туба. Находится в 32 км юго-западнее г. Басра, в 12 км западнее месторождения Зубейр, в 42 км западнее газового месторождения (Г) (рис.4.1).

Структура месторождения представляет антиклинальную складку, простирается с севера на юг. Длина месторождения 12 км, а ширина 8 км. Те же коллектор и покрывка, что и выше.

Газовое месторождение (Г).

Находится в Южной части Ирака, в 40 км юго-восточнее г. Басра, в 30 км восточнее месторождения Зубейр (рис.4.1).

Изучение структуры ресурсов углеводородов (нефти и газа) месторождений юга Ирака, с нашей точки зрения, позволяет обосновать возможность реализации сводового газового воздействия для повышения эффективности нефтеизвлечения. Анализ особенностей геологического строения нефтяных месторождений юга Ирака и наличие ресурсов свободного углеводородного газа, а также критериальный анализ эффективности газового воздействия (наличие массивных структур нефтяных месторождений, регионально выдержанные непроницаемые для газа покрывки, удовлетворяющие газовым технологиям фильтрационно-

ёмкостные свойства коллекторов и физико-химических свойства нефти, близость ресурсов газа и их расположение на более глубоких гипсометрических отметках по сравнению с нефтяными залежами и др.) позволили выбрать месторождения – полигоны – это газовое месторождение Г и нефтяное месторождение Зубейра [81].

4.2 Оценка газового воздействия на пласты южной части Ирака.

Характеристика газового месторождения (Г)

Месторождения (Г) обладает антиклинальной структурой, состоящей из двух поднятий длиной около 25 км и шириной в пределах 22 км (рис.4.2). Наличие обширной газовой шапки фиксируется в свите (А).

4.2.1 Свита (А) на газовом месторождении (Г)

Свита (А) на газовом месторождении, расположенная в поверхностной зоне обширного участка в Саудовской Аравии, впервые была описана Стейнком и Брамкампом в 1952 г [29] (обломочный известняк). Также этот структурный элемент был выделен Рабанитом в 1952 г. в его исследованиях Южного Ирака [32]. В вертикальном разрезе структура свиты (А) содержит толстый слой известняков толщиной до 280 м, частично оолитовых в верхней части свиты и частично с перекристаллизованным кальцитом, также свита (А) содержит слои глинистых пород (рис.4.3).

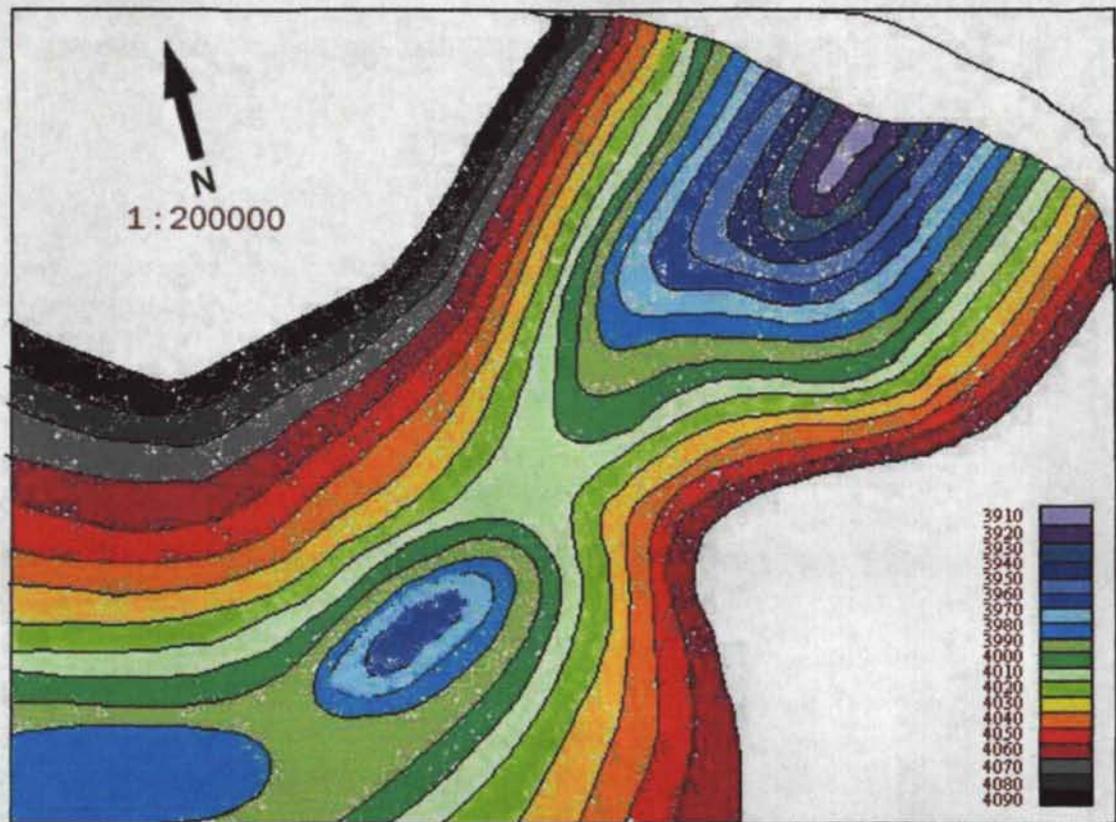


Рисунок 4.2 – Структура газового месторождения (Г) на юге Ирака

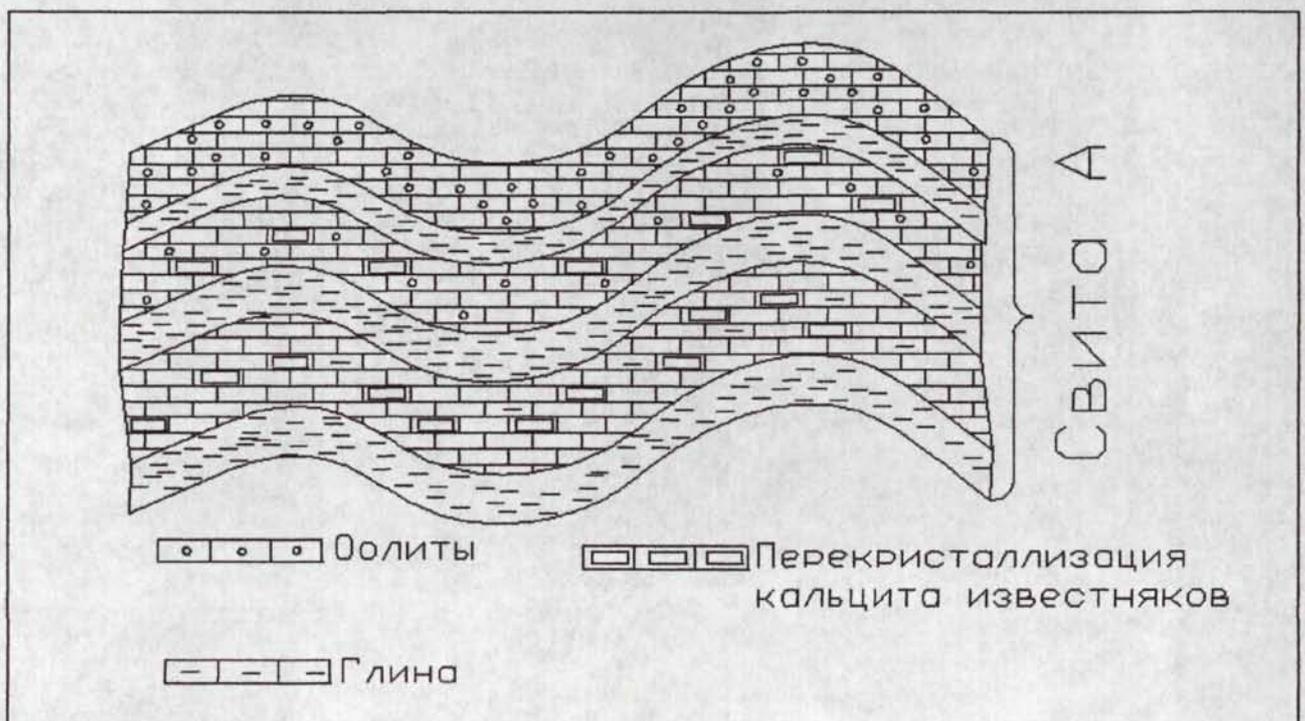


Рисунок 4.3 – Литологический разрез свиты (А) на месторождении (Г)

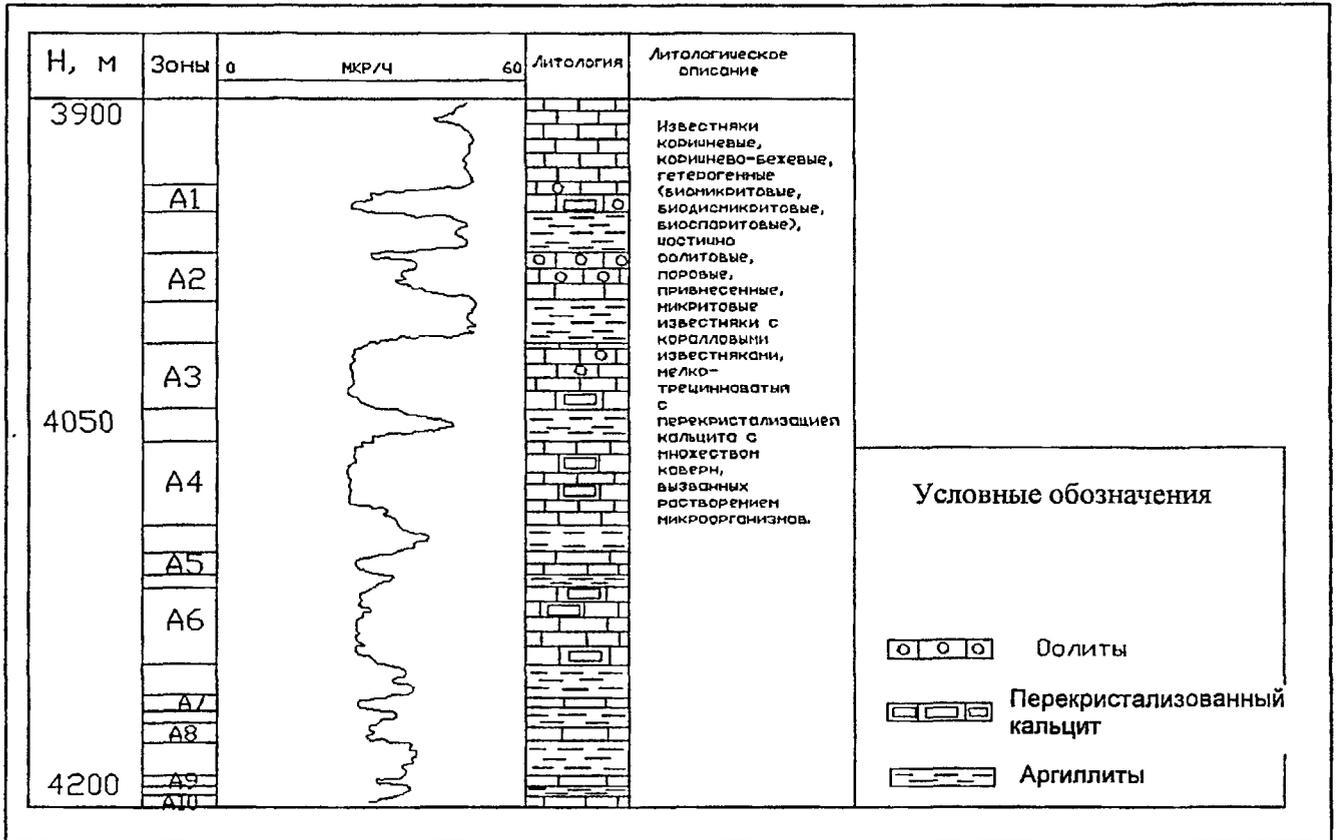


Рисунок 4.4 – Газовое месторождение (Г). Сводный геолого-геофизический разрез

Толща нижнемеловых (валанжинских) пород свиты (А) является основным коллектором месторождения (Г). Она состоит из карбонатных пород, отлагавшихся на шельфе и обладающих высокими петрофизическими свойствами коллектора. Высота газовой залежи свиты (А) в пределах газового месторождения (Г) составляет порядка 70 м. Подробный компонентный состав газа месторождения показан в таблице 4. По коллекторским свойствам свита (А) подразделяется на десять зон коллекторов А1 – А10 (рис.4.4).

Таблица 4.1 – Компонентный состав газа месторождения (Г).

Компоненты	Объёмная доля газа, %	Компоненты	Объёмная доля газа, %
Азот	0,06	i-Бутан	0,46
Углекислый газ	3,96	n-Бутан	0,73
Вода	1,12	i-Пентан	0,18
Гидросульфат	0,06	n-Пентан	0,17
Метан	86,84	Гексан	0,11
Этан	4,26	Гептан	0,04
Пропан	2,00	Октан	0,01

4.2.2 Оценка запасов газа на месторождении (Г).

Запасы газа были подсчитаны по следующей формуле:

$$V_{Г} = S * h * m * K_{Г} * f * P_{\phi} \alpha_{\phi}$$

S – площадь месторождения, S = 454000000 м²;

h – эффективная газонасыщенная толщина пласта; h=67 м;

m – коэффициент открытой пористости; m=0,22;

K_Г – коэффициент газонасыщенности; K_Г=0,66;

f – температурная поправка; f=0,97;

P_φα_φ – критическое давление и поправка на отклонение углеводородных газов от идеального; P_φα_φ=38,6;

$$V_{Г}=1 \text{ трлн.м}^3$$

В настоящее время на месторождении (Г) газ не добывается.

4.3 Характеристика нефтяного месторождения Зубейр

Как было уже сказано месторождение Зубейр находится в южной части республики Ирак в 20 км юго-западнее г. Басра и в 17 км юго-западнее месторождения Нахр-Умер. В 12 км западнее находится месторождение

Туба. Газовое месторождение (Г) расположено в 30 км восточнее месторождения Зубейр (рис.4.1).

Структура месторождения Зубейр представляет антиклинальную складку, простирающуюся с севера на юг. Морфологически оно состоит из двух поднятий: Шуайба и Хаммар, находящихся на севере структуры и содержащих углеводороды. На юге расположено поднятие Рафдия с меньшей высотой, чем структуры Шуайба и Хаммар. Структура Рафдия характеризуется как водоносная. Длина месторождения 35 км, а ширина 12 км (рис.4.5). Наивысшую отметку – 2179,9 м кровля пласта имеет (скв.Zb-10) в южной части месторождения, наименьшую – 2410,7м (скв.Zb-52) в восточной части месторождения. Склоны массива имеют пологое залегание (до 20°), крутизна практически не изменяется. На месторождении Зубейр выделяются две свиты Мишриф (коллектор) и свита Хасиб (покрышка).

4.3.1 Резервуар Мишриф на месторождении Зубейр

Резервуар Мишриф на месторождении Зубейр достигает толщин порядка 150 м и включает в себя девять петрофизических зон [82] (рис.4.6). Литологические особенности свиты Мишриф приведены на рис. 4.7.

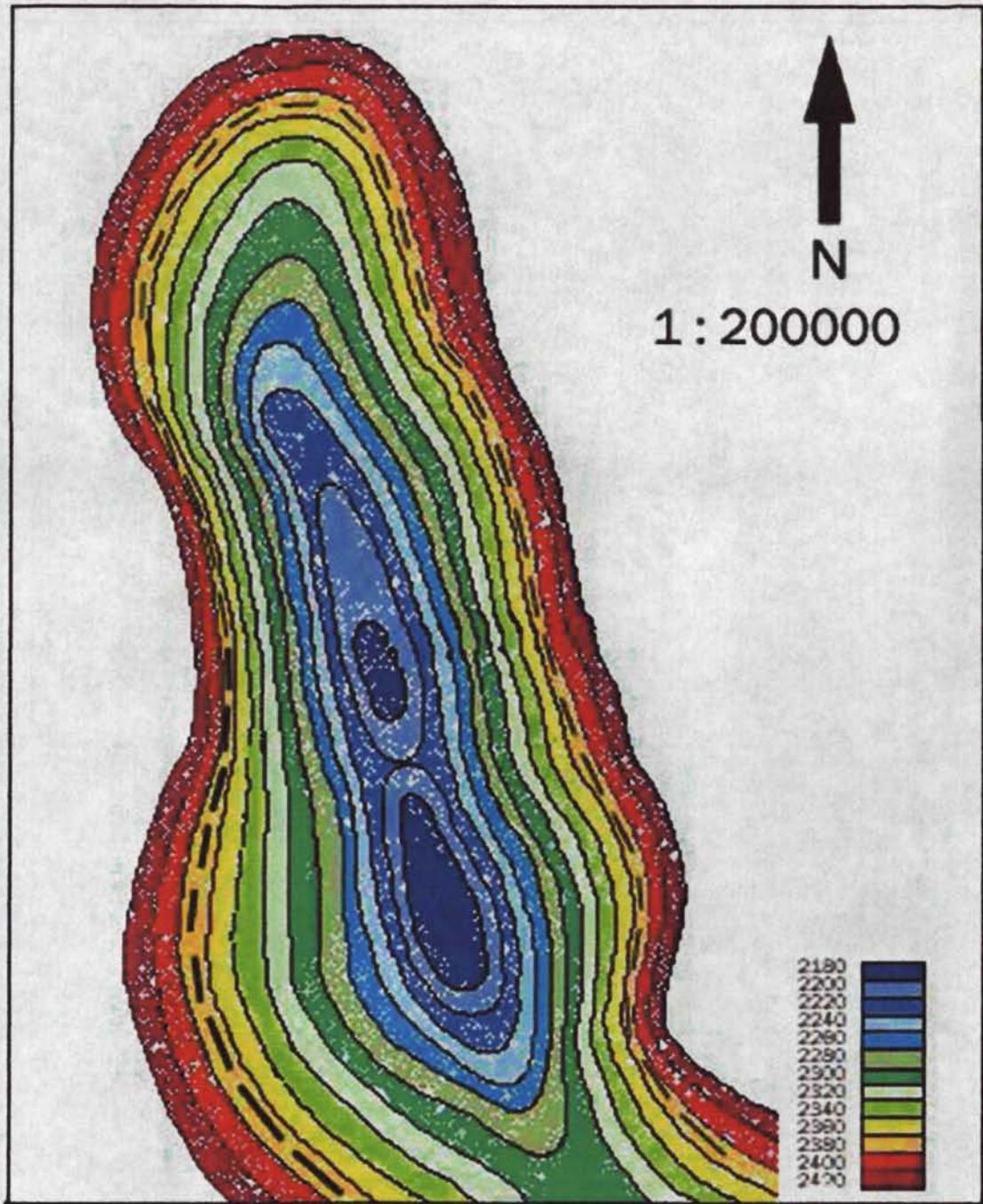


Рисунок 4.5 – Структура месторождения Зубейр.

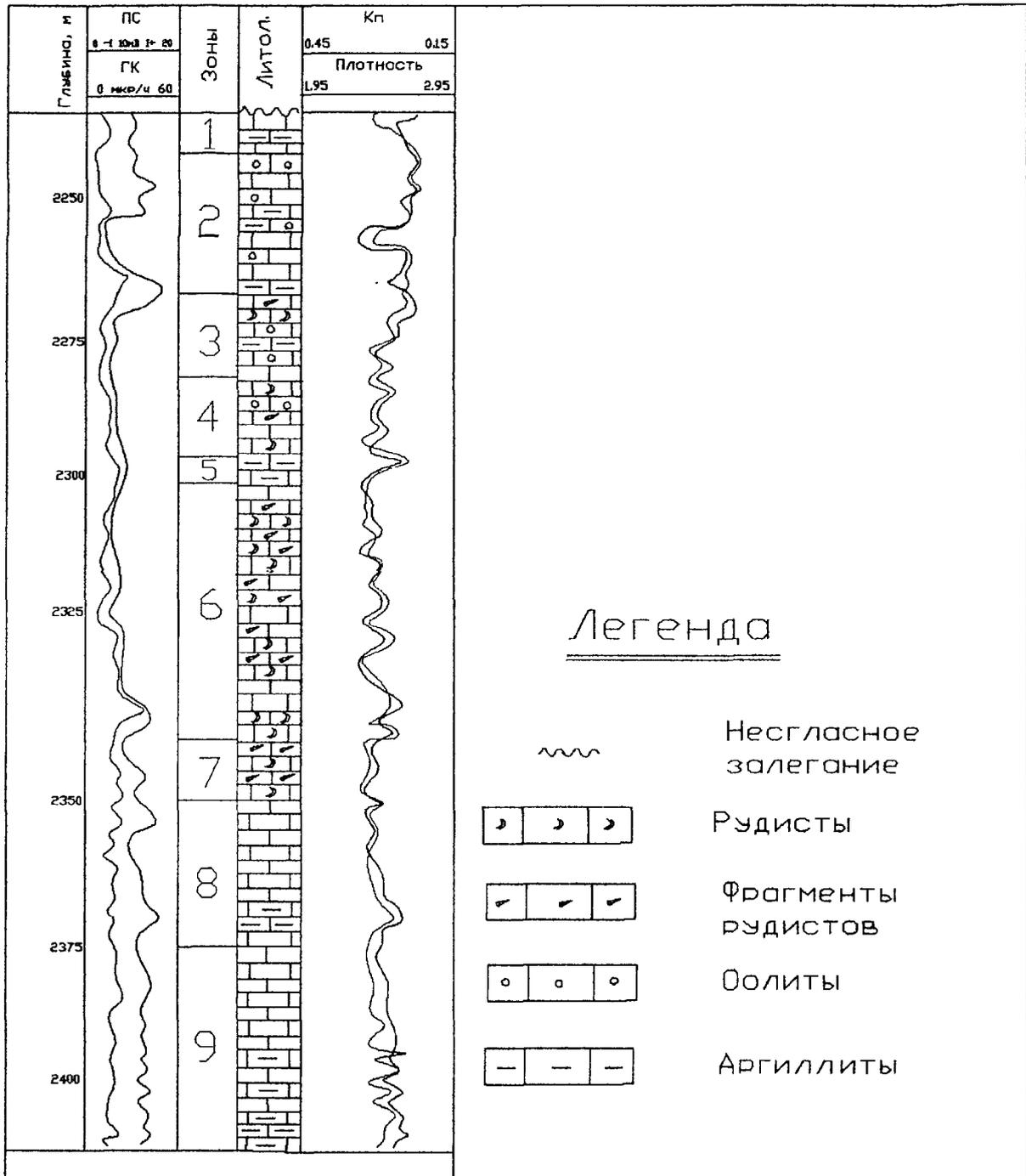


Рисунок 4.6 – Петрофизические зоны резервуара Мишриф на месторождении Зубейр.

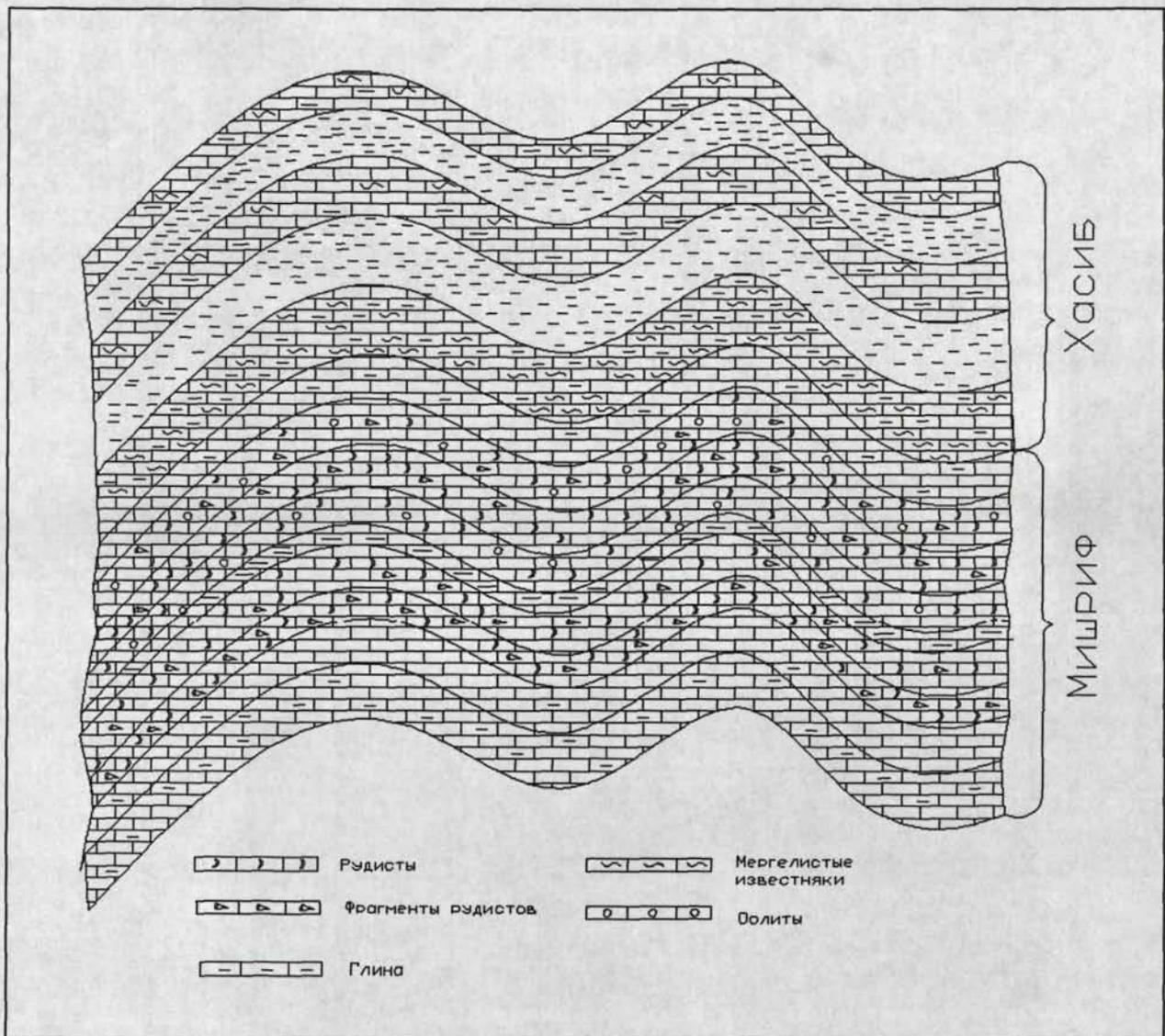


Рисунок 4.7 – Литологический разрез свиты Мишриф и Хасиб на месторождении Зубейр

Большинство петрофизических зон резервуара Мишриф являются продуктивными, за исключением двух непродуктивных зон:

1. Первая непродуктивная зона.
2. Верхняя зона (ма).
3. Средняя зона (ма).
4. Нижняя зона (ма).
5. Вторая непродуктивная зона.
6. Верхняя зона (mb1).

7. Нижняя зона (mb1).
8. Верхняя зона (mb2).
9. Нижняя зона (mb2).

1. Первая непродуктивная зона:

Эта зона характеризуется значительной плотностью залегающих пород и обладает низкими фильтрационно-ёмкостными свойствами. Однако исследования, проведенные в этой зоне, фиксируют некоторую пористость в разных частях резервуара.

2. Верхняя зона (ma):

Данная зона обладает хорошими фильтрационными свойствами, являясь потенциальным коллектором резервуара.

3. Средняя зона (ma):

Эта петрофизическая зона характеризуется слабыми коллекторскими свойствами, имея изолированные поровые каналы различной протяженности.

4. Нижняя зона (ma):

Характеризуется умеренными фильтрационно-ёмкостными свойствами за счет преобладания в этой зоне каркасных оолитовых пород.

5. Вторая непродуктивная зона:

Аналогична с верхней петрофизической зоной - флюидоупором, обладая низкими коллекторскими свойствами, высокой плотностью залегающих пород.

6. Верхняя зона (mb1):

Зона имеет высокие фильтрационно-ёмкостные показатели. Также эту зону называют зоной памяти основного нефтяного резервуара Мишриф.

7. Нижняя зона (mb1):

Эта зона обладает наилучшими коллекторскими свойствами всего резервуара Мишриф, характеризуется высокими показателями пористости и проницаемости по всему объему зоны. Имеет в своем составе рудистовые породы.

8. Верхняя и нижняя зоны (mb2):

Эти зоны являются основными во всем резервуаре Мишриф, имеют хорошую общую пористость, но весьма низкую проницаемость и более высокую водонасыщенность, чем зоны с аналогичными фильтрационными показателями. Такая особенность обусловлена наличием микропористости в этих зонах, что уменьшает показатели нефтенасыщенности всего резервуара Мишриф.

В целом, резервуар Мишриф на месторождении Зубейр имеет среднюю пористость – 18%, проницаемость от $0,7 \times 10^{-3}$ мкм² до $15,4 \times 10^{-3}$ мкм², плотность сырой нефти по API составляет 26,0 (890 кг/м³) в соответствии с таблицей, в которой представлен перевод градусов API (API) в плотность [83].

Добыча нефти ведется с 1967г., история добычи нефти из резервуара Мишриф на месторождении Зубейр показана на рис.4.8.

Состав и свойства углеводородов свиты Мишриф приведены в таблице 4.2.

Важно отметить, что особую роль в поддержании пластового давления резервуара Мишриф играет мощный водонасыщенный коллектор. Хотя в последние годы текущее пластовое давление существенно снизилось в связи с разработкой и добычей углеводородов на месторождении (рис.4.8) [82, 84].

Резервуар Мишриф снизу и сверху литологически экранирован мощным пластом – флюидоупором. Сведения о взаимосвязи резервуара со смежным месторождениями в литературе не освещены [84, 85].

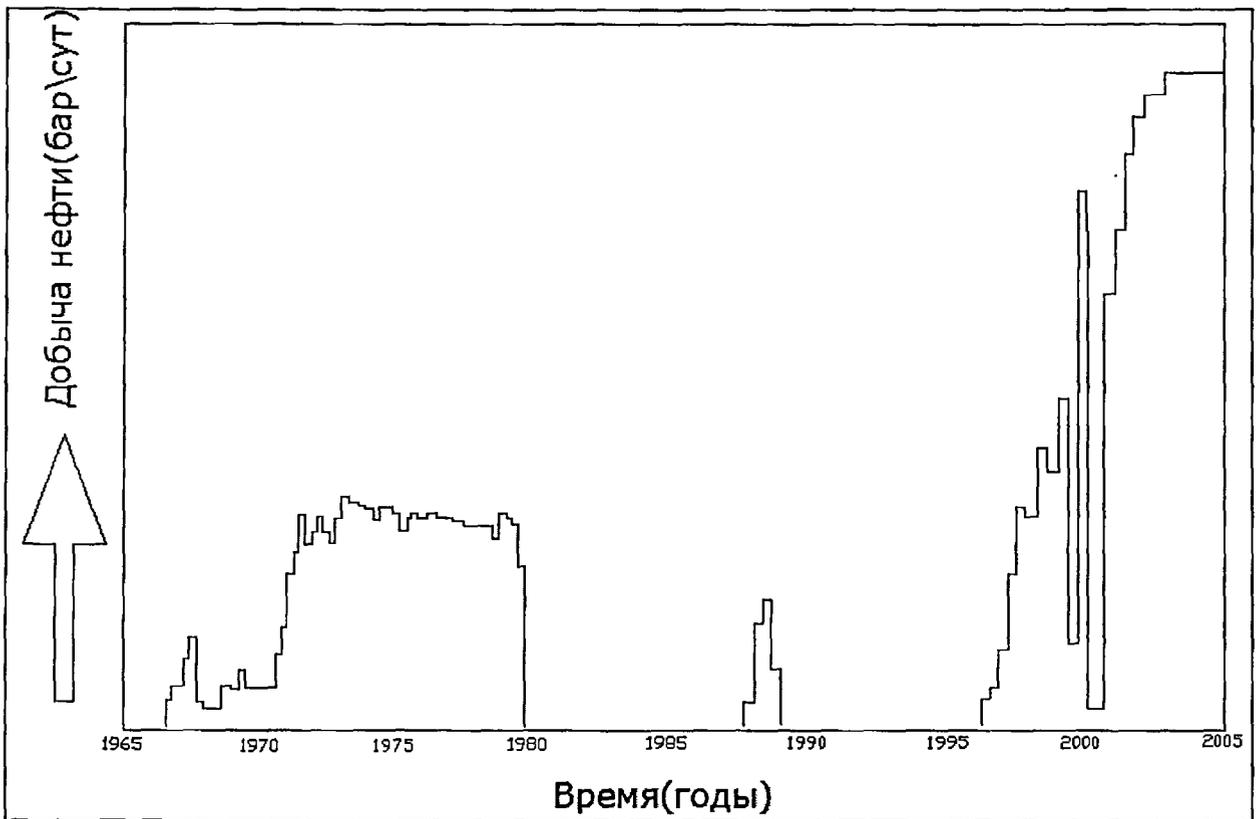


Рисунок 4.8 – История добычи нефти резервуара Мишриф на месторождении Зубейр (По оценке отчётов Южной Нефтяной Компании Басра – Ирак)

Таблица 4.2 – Состав природного газа свиты Мишриф.

Компоненты	Объёмное содержание, %	Весовое содержание, %	Молярное содержание, %
Азот	0,15	0,15	0,73
Углекислый газ	0,19	0,20	0,62
Метан	10,22	3,92	33,52
Этан	5,46	2,61	11,91
Пропан	3,58	2,32	7,22
i-Бутан	1,11	0,80	1,89
n-Бутан	3,33	2,49	5,88
i-Пентан	1,33	1,06	2,02
n-Пентан	1,30	1,29	2,45
Гексан	73,03	85,16	33,76
Всего	100,00	100,00	100,00

Анализ петрографических образцов породы резервуара Мишриф указывает на наличие обычной морской флоры и фауны (двустворчатые моллюски, кораллы, иглокожие, фораминиферы и зеленые водоросли). Местами встречаются обломочные включения [86, 87]. В текстурном отношении известняки варьируют от рыхлых до зернистых. Местами встречаются ячеистые породы. В шлифах – наличие внутризерновых, межзерновых, внутриформенных, каверновых и трещинных пор (включая трещины растворения) (рис.4.9). Кроме того, нередко в образцах отмечается микропористость.



Рисунок 4.9 – Типы пористости свиты Мишриф на месторождении Зубейр

Образцы с такими признаками характеризуются высокими фильтрационными свойствами резервуара (повышенная пористость и проницаемость). Пористость в породах резервуара Мишриф значительно варьирует в широких пределах, изменяясь от макропористости, выявленной в частях глубоких трещин и каверн, до микропористости, установленной в пределах перекристаллизованных зерен.

Важно отметить, что в верхней части разреза свита Мишриф на месторождении Зубейр перекрыта мощной толщей свиты Хасиб (рис.4.7), породы которой являются хорошим флюидоупором, т.к. в ее составе

присутствует высокое содержание мергелей и глин в толщах известняков [82, 88].

4.3.2 Оценка запасов нефти на месторождения Зубейр

Запасы нефти были подсчитаны по следующей формуле:

$$V_H = S * h * m * K_H * \rho * \theta$$

S – площадь месторождения, $S = 253327500 \text{ м}^2$;

h – эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, $h=35 \text{ м}$;

m – коэффициент открытой пористости, $m=0,18$;

K_H – коэффициент начальной нефтенасыщенности, $K_H = 0,6$;

ρ – плотность нефти в поверхностных условиях, $\rho=0,8 \text{ т/м}^3$;

β – объёмный коэффициент нефти, $\beta=1,3$

$\theta = 1/\beta$ – пересчёт на коэффициент, учитывающий усадку нефти
 $\theta=0,769$;

$$V_H=5,9 \text{ млрд.бар}$$

4.4 Обоснование безкомпрессорного газового воздействия для извлечения нефти на месторождении Зубейр

Геолого-технологическое обоснование безкомпрессорного газового воздействия для повышения эффективности процесса нефтеизвлечения выполнено для нефтяного месторождения Зубейр. Схема реализации этого процесса представлена на (рис.4.10).

Как видно из рисунка, разница в 2000 м средних гипсометрических отметок нефтяной и газовой залежей (с пластовым давлением в 20 МПа), а также незначительное расстояние между ними (порядка 30 км) позволяет организовать перекачку газа в нефтяное месторождение без компрессирования [89].

Необходимые технологические расчёты выполнены на основании уравнений материального баланса [90] с использованием современного программного обеспечения.

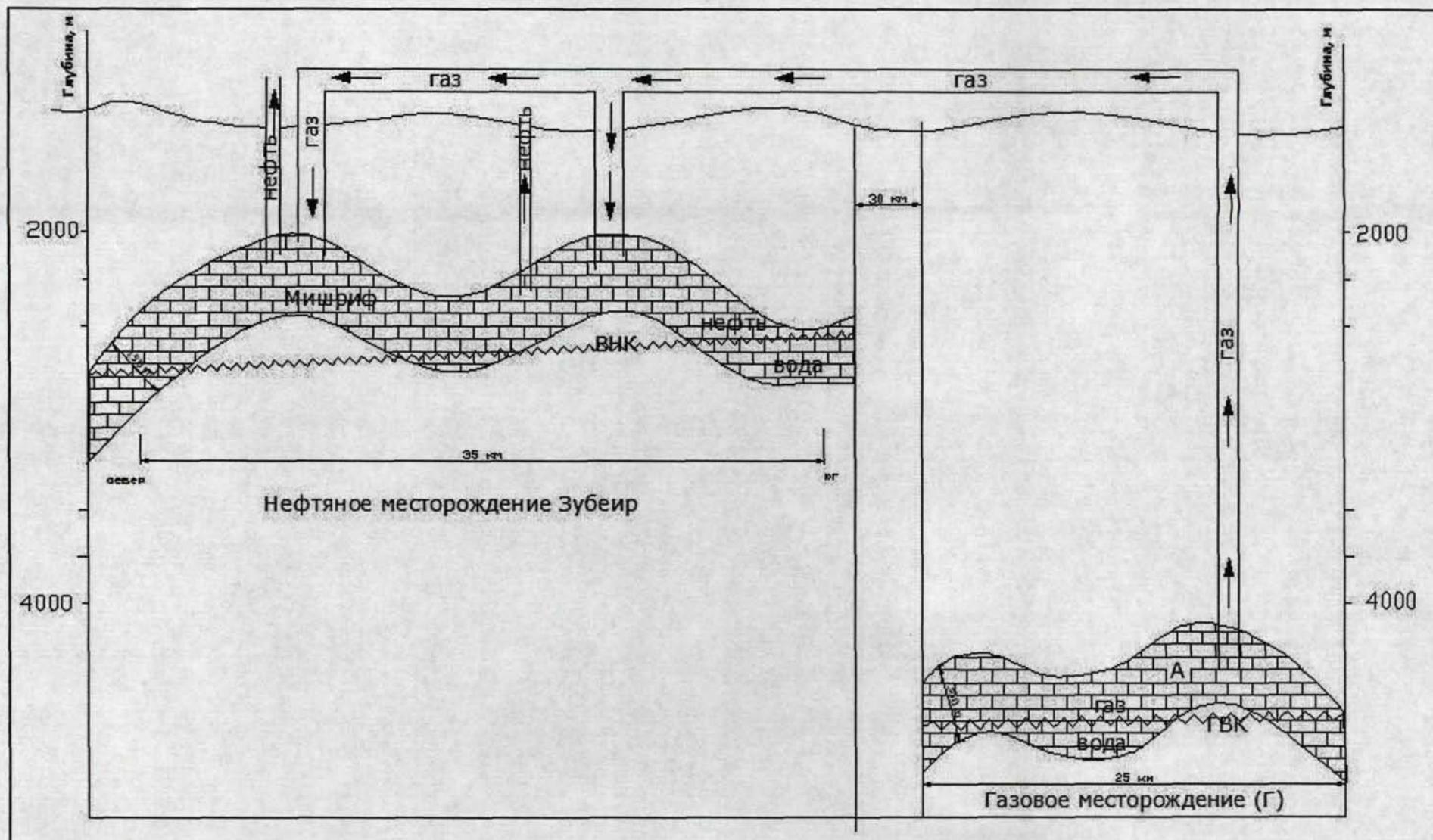


Рисунок 4.10 – Принципиальная схема реализации безкомпрессорного газового воздействия на нефтяном месторождении Зубейр.

Материальный баланс для нефтяной залежи с искусственно созданной газовой шапкой.

Рассмотрим следующие области.

Область 1: Поровый объем залежи, состоящий из искусственно созданной газовой шапки и нефтяной зоны, находящейся непосредственно под газовой шапкой. В газовой шапке находится газ и конденсат в газообразном состоянии, который в поверхностных условиях переходит в жидкое состояние. В нефтяной зоне под газовой шапкой находится нефть с растворенным в ней газом. Количество растворенного в нефти газа находится в равновесном состоянии с давлением в газовой шапке. Таким образом, текущее давление насыщения нефти газом соответствует текущему пластовому давлению в этой области (капиллярными силами пренебрегается).

Область 2: Поровый объем нефтяной залежи, не контактирующий с газовой шапкой. В этой области находится нефть с растворенным в ней газом. Количество растворенного в нефти газа в этой зоне постоянно и равно начальному (молекулярной диффузией газа из области 1 в область 2 пренебрегается). Давление насыщения постоянно и равно начальному. Из этой области происходит отбор жидкости (нефти, растворенного газа и воды) и приток воды. Возможен отток нефти с растворенным газом и воды в область 1 и приток воды из области 3.

Область 3: Водоносный поровый объем, окружающий нефтяную залежь (аквифер). В этой области находятся пластовая вода, в ней может производиться закачка воды (законтурное заводнение). Возможен отток воды в область 2 и приток воды из-за внешнего контура аквифера. [90]

Составим уравнения материального баланса в области 1.

Газ.

$$\frac{dM_{g1}}{dt} = \frac{d}{dt} \left[\rho_g^0 \frac{\Omega_{g1}}{B_g(P_1)} + \rho_g^0 \frac{Rs(P_1)\Omega_{o1}}{B_{o1}(P_1)} \right] = G_{g1}, \quad (1)$$

где ρ_g^0 – плотность газа в поверхностных условиях, Ω_{g1} – текущий объем пор, занимаемый газовой шапкой, Ω_{o1} – текущий объем пор,

занимаемый нефтью в области 1, $B_g(P_1)$ – объемный коэффициент нефти, $R_s(P_1), R_{s0}$ – текущее и начальное содержание растворенного газа в нефти, G_{g1} – суммарное изменение массы газа в пласте за счет отбора и закачки газа, перетока из области 2.

Нефть+конденсат.

$$\frac{dM_{o1}}{dt} = \frac{d}{dt} \left[\rho_o^o \frac{\Omega_{o1}}{B_{o1}(P_1)} + \rho_o^o \frac{R_v(P_1)\Omega_{g1}}{B_g(P_1)} \right] = G_{o1}, \quad (2)$$

где ρ_o^o – плотность нефти в поверхностных условиях, G_{o1} – суммарное изменение массы нефти в пласте за счет отбора нефти, перетока из области 2.

Вода.

$$\frac{dM_{w1}}{dt} = \frac{d}{dt} \left[\rho_w^o \frac{\Omega_{w1}}{B_w(P_1)} \right] = G_{w1}, \quad (3)$$

где ρ_w^o – плотность воды в поверхностных условиях, Ω_{w1} – текущий объем пор, занимаемый водой в области 1, G_{w1} – суммарное изменение массы воды в пласте за счет отбора и закачки воды, перетока из области 2.

Поровый объем.

$$\frac{d\Omega_1}{dt} = C_f \Omega_1 \frac{dP_1}{dt}, \quad \Omega_1 = \Omega_{g1} + \Omega_{o1} + \Omega_{w1} \quad (4)$$

где C_f – коэффициент сжимаемости пористой среды.

Уравнения (1)-(4) после расписывания производных примут вид.

$$\frac{d\Omega_{g1}}{dt} + \frac{R_s B_g}{B_{o1}} \frac{d\Omega_{o1}}{dt} + \left[\Omega_{g1} B_g \frac{d}{dP_1} \left(\frac{1}{B_g} \right) + \Omega_{o1} B_g \frac{d}{dP_1} \left(\frac{R_s}{B_{o1}} \right) \right] \frac{dP_1}{dt} = \frac{B_g}{\rho_g^o} G_{g1}, \quad (5)$$

$$\frac{d\Omega_{g0}}{dt} + \frac{R_v B_{o1}}{B_g} \frac{d\Omega_{g1}}{dt} + B_{o1} \left[\Omega_{o1} \frac{d}{dP_1} \left(\frac{1}{B_{o1}} \right) + \Omega_{g1} B_g \frac{d}{dP_1} \left(\frac{R_v}{B_g} \right) \right] \frac{dP_1}{dt} = \frac{B_{o1}}{\rho_v^o} G_{o1}, \quad (6)$$

$$\frac{d\Omega_{w1}}{dt} + B_w \Omega_{w1} \frac{d}{dP_1} \left(\frac{1}{B_w} \right) \frac{dP_1}{dt} = \frac{B_w}{\rho_w^o} G_w, \quad (7)$$

$$\frac{d\Omega_{g1}}{dt} + \frac{d\Omega_{o1}}{dt} + \frac{d\Omega_{w1}}{dt} = C_f \Omega_1 \frac{dP_1}{dt}, \quad (8)$$

Решая систему (5) – (8) относительно пластового давления, получим

$$C_1 \Omega_1 P_{1r} = \frac{B_g - R_v B_{01}}{\rho_g^0} G_{g1} + \frac{B_{01} - R_s B_g}{\rho_0^0} G_{01} + (1 - R_s R_v) \frac{B_{w1}}{\rho_w^0} G_{w1} \quad (9)$$

$$C_1 = F_g S_{g1} + F_0 S_{01} + F_w S_{w1}, \quad S_i = \frac{\Omega_{i1}}{\Omega_1}$$

$$F_g = (1 - R_s R_v) C_f + (B_g - R_v B_{01}) \frac{d}{dp} \left(\frac{1}{B_g} \right) + (B_{01} - R_s B_g) \frac{d}{dP_1} \left(\frac{R_v}{B_g} \right)$$

$$F_0 = (1 - R_s R_v) C_f + (B_{01} - R_s B_g) \frac{d}{dp} \left(\frac{1}{B_{01}} \right) + (B_g - R_v B_{01}) \frac{d}{dP_1} \left(\frac{R_s}{B_{01}} \right)$$

$$F_w = (1 - R_s R_v) (C_f + C_{w1}), \quad C_w = B_w \frac{d}{dP} \left(\frac{1}{B_w} \right)$$

Выразим первую часть уравнения (9).

При расчете по факту добычи считаем известными для области 1: массовый дебит газа в поверхностных условиях G_{g1}^0 , массовый дебит нефти в поверхностных условиях G_{01}^0 , массовый дебит воды в поверхностных условиях G_{w1}^0 , массовую приемистость при закачке газа G_{ginj1}^0 , массовую приемистость при закачке воды G_{winj1}^0 .

Изменение массы газа G_{g1} складывается из отбора газа газовыми скважинами из газовой шапки – G_{gg1} , отбора растворенного в нефти газа – G_{g01} , закачки газа в пласт – G_{ginj1} , притока растворенного в нефти газа из области 2 – G_{g2-1} .

$$G_{g1} = -G_{gg1} - G_{g01} + G_{ginj1} + G_{g2-1}$$

При расчете по факту

$$G_{gg1} + G_{g01} = G_{g1}^0, \quad G_{ginj1} = G_{ginj1}^0$$

Приток растворенного газа из области 2 определяются по объемному перетоку жидкости Q_{l2-1}

$$G_{g2-1} = \rho_g^0 \frac{R_{S0} (1 - S_{w2}) Q_{l2-1}}{B_{o2}}$$

где R_{S0} - количество растворенного газа в начальный момент времени,

B_{o2} – объемный коэффициент нефти при давлении насыщения равном начальному пластовому давлению, S_{w2} – водонасыщенность области 2, Q_{l2-1} – объемный переток жидкости из области 2 в область 1. Q_{l2-1} определяется по закону Дарси через давления P_1 и P_2 : $Q_{l2-1} = A_{2-1}(P_2 - P_1)$, A_{2-1} – коэффициент продуктивности границы раздела областей.

Изменение массы нефти вместе с конденсатом G_{o1} складывается из отбора конденсата газовыми скважинами – G_{og1} , отбора нефти из водонефтяной зоны – G_{oo1} , притока нефти из области 2 – G_{o2-1}

$$G_{o1} = -G_{og1} - G_{oo1} + G_{o2-1}$$

При расчете по факту

$$G_{og1} + G_{oo1} = G_{o1}^0$$

Приток нефти из области 2 имеет вид

$$G_{o2-1} = \rho_o^0 \frac{(1 - S_{w2})Q_{l2-1}}{B_{o2}}$$

Изменение массы воды G_{w1} складывается из отбора воды – G_{ww1} , закачки воды – G_{winj1} , притока воды из области 2 – G_{w2-1}

$$G_{w1} = -G_{ww1} + G_{winj1} + G_{w2-1}$$

При расчете по факту

$$G_{ww1} = G_{ww1}^0, G_{winj1} = G_{winj1}^0$$

Приток воды из области 2 имеет вид

$$G_{w2-1} = \rho_w^0 \frac{S_{w2}Q_{l2-1}}{B_w}$$

При расчете по факту уравнение (9) выглядит следующим образом

$$C_1 \Omega_1 P_{1t} = \frac{B_g - R_v B_{o1}}{\rho_g^0} (G_{гнп1}^0 - G_{г1}^0) - \frac{B_{o1} - R_S B_g}{\rho_o^0} G_{o1}^0 + (1 - R_S R_v) \frac{B_w}{\rho_w^0} (G_{внп1}^0 - G_{в1}^0) + \left[\frac{(R_{s0} - R_S) B_g + (1 - R_{s0} R_v) B_{o1}}{B_{o2}} (1 - S_{w2}) + (1 - R_S R_v) S_{w2} \right] A_{2-1} (P_2 - P_1) \quad (10)$$

$A_{2-1} = \frac{Q_{l2-1}}{P_2 - P_1}$ – коэффициент продуктивности границы раздела между водонефтяной зоной области 1 и областью 2.

При расчете на прогноз массовые отборы и приемистости должны определяться через пластовые объемные дебиты, которые можно определить по законам стационарной фильтрации.

Составим уравнения материального баланса в области 2.

Газ.

$$\frac{dM_{g2}}{dt} = \frac{d}{dt} \left[\rho_g^0 \frac{R_{s0} \Omega_{o2}}{B_{o2}(P_2)} \right] = G_{g2}, \quad (11)$$

где Ω_{o2} – текущий объем пор, занимаемый нефтью в области 1, $B_{o2}(P_2)$ – объемный коэффициент нефти, G_{g2} – суммарное изменение массы газа в области 2 за счет отбора газа, перетока в область 1.

Нефть.

$$\frac{dM_{o2}}{dt} = \frac{d}{dt} \left[\rho_o^0 \frac{\Omega_{o2}}{B_{o2}(P_2)} \right] = G_{o2}, \quad (12)$$

где G_{o2} – суммарное изменение массы нефти в области 2 за счет отбора нефти и перетока в область 1.

Вода.

$$\frac{dM_{w2}}{dt} = \frac{d}{dt} \left[\rho_w^0 \frac{\Omega_{w2}}{B_w(P_2)} \right] = G_{w2}, \quad (13)$$

где Ω_{w2} – текущий объем пор, занимаемый водой в области 1, G_{w2} – суммарное изменение массы воды в пласте за счет отбора и закачки воды, перетока в область 1, притока воды из области 3 (аквифера).

Поровый объем.

$$\frac{d\Omega_2}{dt} = C_f \Omega_2 \frac{dP_2}{dt}, \quad \Omega_2 = \Omega_{o2} + \Omega_{w2} \quad (14)$$

где C_f – коэффициент сжимаемости пористой среды.

Уравнения (11)-(14) после расписывания производных примут вид.

$$\frac{d\Omega_{o2}}{dt} + B_{o2} \Omega_{o2} \frac{d}{dP} \left(\frac{1}{B_{o2}} \right) \frac{dP_2}{dt} = \frac{B_{o2}}{\rho_g^0 R_{S0}} G_{g2}, \quad (15)$$

$$\frac{d\Omega_{o2}}{dt} + B_{o2} \Omega_{o2} \frac{d}{dP} \left(\frac{1}{B_{o2}} \right) \frac{dP_2}{dt} = \frac{B_{o2}}{\rho_g^0} G_{o2}, \quad (16)$$

$$\frac{d\Omega_{w2}}{dt} + B_w \Omega_{w2} \frac{d}{dP} \left(\frac{1}{B_w} \right) \frac{dP_2}{dt} = \frac{B_w}{\rho_w^0} G_{w2}, \quad (17)$$

$$\frac{d\Omega_{o2}}{dt} + \frac{d\Omega_{w2}}{dt} = C_f \Omega_2 \frac{dP_2}{dt}. \quad (18)$$

Учитывая, что $G_{g2} = \frac{\rho_g^0 R_{S0}}{\rho_o^0} G_{o2}$, уравнения (15) и (16) идентичны.

Решая систему (16)-(18) относительно пластового давления, получим

$$C_2 \Omega_2 \frac{dP_2}{dt} = \frac{B_{o2}}{\rho_o^0} G_{o2} + \frac{B_w}{\rho_w^0} G_{w2}, \quad (19)$$

$$C_2 = C_f + C_{o2} S_{o2} + C_w S_{w2}$$

$$C_{o2} = B_{o2} \frac{d}{dP} \left(\frac{1}{B_{o2}} \right), \quad C_w = B_w \frac{d}{dP} \left(\frac{1}{B_w} \right)$$

Выразим правую часть уравнения (19).

При расчете по факту добычи считаем известным для области 2: массовый дебит нефти в поверхностных условиях G_{o2}^0 , массовый дебит воды в поверхностных условиях G_{w2}^0 , массовую приемистость при закачке воды G_{winy2}^0 .

Изменение массы нефти G_{o2}^0 складывается из отбора нефти – G_{oo2}^0 , оттока нефти в область 1 – G_{o2-1}^0

$$G_{o2}^0 = -G_{oo2}^0 - G_{o2-1}^0$$

При расчете по факту

$$G_{oo2} = G_{o2}^0$$

Изменение массы воды G_{w2} складывается из отбора воды – G_{ww2} , закачки воды – G_{winj2} , оттока воды в области 1 – G_{w2-1} , притока воды из области 3 – G_{w3-2}

$$G_{w2} = -G_{ww2} + G_{winj2} - G_{w2-1} + G_{w3-2}$$

При расчете по факту

$$G_{ww2} = G_{w2}^0, G_{winj2} = G_{winj2}^0$$

Приток воды из области 3 имеет вид

$$G_{w3-2} = \rho_w^0 \frac{Q_{l3-2}}{B_w}$$

При расчете по факту уравнение (19) выглядит следующим образом

$$C_2 \Omega_2 \frac{dP_2}{dt} = -\frac{B_{o2}}{\rho_o^0} G_{o2}^0 + \frac{B_w}{\rho_w^0} (G_{winj2}^0 - G_{w2}^0) - A_{2-1} (P_2 - P_1) + A_{3-2} (P_3 - P_2) \quad (20)$$

Составим уравнение материального баланса в области 3 (аквифер).

Вода.

$$\frac{dM_{w3}}{dt} = \frac{d}{dt} \left[\rho_w^0 \frac{\Omega_{w3}}{B_w(P_3)} \right] = G_{w3} \quad (21)$$

где Ω_{w3} – текущий объем пор аквифера, G_{w3} – суммарное изменение массы воды в аквифере за счет закачки воды (законтурное заводнение), перетока воды в область 2, притока воды из-за внешней границы аквифера.

Поровый объем.

$$\frac{d\Omega_{w3}}{dt} = C_f \Omega_{w3} \frac{dP_2}{dt} \quad (22)$$

где C_f - коэффициент сжимаемости пористой среды.

Уравнения (21) с учетом (22) принимает вид

$$C_3 \Omega_{w3} \frac{dP_2}{dt} = \frac{B_3}{\rho_w^0} G_{w2} \quad (23)$$

$$C_3 = C_f + C_w$$

Выразим правую часть уравнения (23).

При расчете по факту считаем известным для области 3 массовую приемистость при закачке воды G_{winj3}^0 .

Изменение массы воды G_{w3} складывается из закачки воды- G_{winj3} , оттока воды в области 2- G_{w3-2} , притока воды из-за внешней границы аквифера (невозмущенной зоны пласта) – G_{w4-3}

$$G_{w3} = G_{winj3} - G_{w3-2} + G_{w4-3}$$

При расчете по факту

$$G_{winj3} = G_{winj3}^0$$

Приток воды из-за внешней границы имеет вид

$$G_{w4-3} = \rho_w^0 \frac{Q_{l4-3}}{B_w}$$

При расчете по факту уравнение (23) выглядит следующим образом

$$C_3 \Omega_{w3} \frac{dP_2}{dt} = \frac{B_w}{\rho_w^0} G_{winj3} - A_{3-2} (P_3 - P_2) + A_{4-3} (P_{int} - P_3) \quad (24)$$

В итоге для расчетов по фактическим данным отборов и закачки получаем систему линейных дифференциальных уравнений первого порядка для расчета давлений во всех трех областях

$$C_1 \Omega_1 P_{1t} = \frac{B_g - R_v B_{o1}}{\rho_g^0} (G_{ginj1}^0 - G_{g1}^0) - \frac{B_{o1} - R_S B_g}{\rho_o^0} G_{o1}^0 + (1 - R_S R_v) \frac{B_w}{\rho_w^0} (G_{winj1}^0 - G_{w1}^0) + \left[\frac{(R_{s0} - R_S) B_g + (1 - R_{s0} R_v) B_{o1}}{B_{o2}} (1 - S_{w2}) + (1 - R_S R_v) S_{w2} \right] A_{2-1} (P_2 - P_1) \quad (10)$$

При расчете прогнозных показателей прогнозные дебиты и приемистости должны быть выражены через текущие пластовые давления в средние технологические параметры фонда скважин.

Для расчета закачки воды в областях 2 и 3 используется формула Дюпюи для однородной жидкости

$$q_{inj} = \frac{2\pi K h k_w^* (P - P_c)}{\mu_w \ln \frac{R_K}{r_c} + Skin}$$

Тогда

$$G_{inj} = \frac{P_w^0}{B_w} q_{inj} = \frac{2\pi K h k_w^* \rho_w^0}{\mu_w B_w} \frac{(P - P_c)}{\ln \frac{R_K}{r_c} + Skin}$$

Для расчета отбора свободного газа и газовой шапки и закачки газа в газовую шапку используется формула Дюпюи для газа

$$q_{inj} = \frac{\pi K h k_g^*}{\mu_g} \frac{(P^2 - P_c^2)}{\ln \frac{R_K}{r_c} + Skin}$$

Расчет дебита жидкости и газа водонефтяной зоны при фильтрации газированной нефти и воды.

Рассмотрим установившуюся фильтрацию. Тогда уравнения неразрывности по фазам имеют следующий вид

Газ

$$\operatorname{div}(\rho_g v_g + \rho_{g0} v_0) = 0 \quad (25)$$

Нефть

$$\operatorname{div}(\rho_0 v_0) = 0 \quad (26)$$

Вода

$$\operatorname{div}(\rho_w v_w) = 0 \quad (27)$$

ρ_g – плотность свободного газа в пластовых условиях,

ρ_{g0} – плотность растворенного в нефти газа в пластовых условиях,

ρ_0 – плотность нефти в пластовых условиях,

v_g – скорость фильтрации свободного газа,

v_0 – скорость фильтрации нефти,

v_w – скорость фильтрации воды.

Уравнения состояния можем записать в виде

$$\rho_g = \frac{\rho_g^0}{B_g} \quad (28)$$

$$\rho_{g0} = \frac{\rho_g^0 R_S}{B_o} \quad (29)$$

$$\rho_o = \frac{\rho_o^0}{B_o} \quad (30)$$

$$\rho_w = \frac{\rho_w^0}{B_w} \quad (31)$$

$\rho_g^0, \rho_o^0, \rho_w^0$ – плотности газа, нефти и воды в поверхностных условиях,
 B_g, B_o, B_w – объемные коэффициенты газа, нефти и воды.

Уравнения движения запишем по закону Дарси

$$v_g = -\frac{Kk_g}{\mu_g} \text{grad}(P) \quad (32)$$

$$v_o = -\frac{Kk_o}{\mu_o} \text{grad}(P) \quad (33)$$

$$v_w = -\frac{Kk_w}{\mu_w} \text{grad}(P) \quad (34)$$

K – проницаемость пласта

k_g, k_o, k_w – фазовые проницаемости свободного газа, нефти и воды, зависящие от насыщенности пористой среды различными фазами,

μ_g, μ_o, μ_w – вязкости свободного газа, нефти и воды, зависящие от пластового давления

P – пластовое давление.

Газонефтяной фактор определяется как отношение объема газа в поверхностных условиях к объему нефти в поверхностных условиях

$$F_g = \frac{\rho_o^0 \rho_g v_g + \rho_{go} v_o}{\rho_g^0 \rho_o v_o}$$

Аналогично, водонефтяной фактор определяется как отношение объема воды в поверхностных условиях к объему нефти в поверхностных условиях.

$$F_w = \frac{\rho_o^0 \rho_w v_w}{\rho_w^0 \rho_o v_o}$$

Записывая (1) и (3) через газонефтяной и водонефтяной факторы получим

$$\operatorname{div}(\rho_g v_g + \rho_{go} v_o) = \frac{\rho_g^0}{\rho_o^0} \operatorname{div}(F_g \rho_o v_o) = \frac{\rho_g^0}{\rho_o^0} [F_g \operatorname{div}(\rho_o v_o) + \rho_o v_o \operatorname{grad}(F_g)] = 0$$

$$\operatorname{div}(\rho_w v_w) = \frac{\rho_w^0}{\rho_o^0} \operatorname{div}(F_w \rho_o v_o) = \frac{\rho_w^0}{\rho_o^0} [F_w \operatorname{div}(\rho_o v_o) + \rho_o v_o \operatorname{grad}(F_w)] = 0$$

Учитывая (2) эти уравнения приводятся к виду

$$\operatorname{grad}(F_g) = 0$$

$$\operatorname{grad}(F_w) = 0$$

Последнее уравнения означают, что газонефтяной и водонефтяной факторы вдоль линии тока не зависят от пространственной координаты

$$F_g \equiv \text{const}$$

$$F_w \equiv \text{const}$$

Используя уравнения состояния и уравнения движения для газонефтяного и водонефтяного фактора получим выражения

$$F_g = R_s + \frac{B_o \mu_o k_g}{B_g \mu_g k_o} = \text{const} \quad (35)$$

$$F_w = \frac{B_o \mu_o k_w}{B_w \mu_w k_o} = \text{const} \quad (36)$$

Распределение давления может быть получено интегрированием уравнения (26). После использования уравнений (30) и (33) уравнения (26) в случае осесимметричной фильтрации приводится к виду

$$r \frac{k_o}{B_o \mu_o} \frac{dP}{dr} = \text{const} = C$$

Откуда

$$H(P_k) - H(P_c) = \int_{P_c}^{P_k} \frac{k_o}{B_o \mu_o} dP = C \ln \left(\frac{R_k}{r_c} \right), \quad (37)$$

$$H(P) = \int \frac{k_o}{B_o \mu_o} dP - \text{функция Христиановича}$$

R_k – радиус контура питания, r_c – радиус скважины

P_k – пластовое давление на контуре питания, P_c – забойное давление на скважине.

Объемный дебит нефти для добывающей скважины в пластовых условиях можно определить как

$$q_o = 2\pi r_c h v_o \Big|_{r=r_c} = -2\pi r_c K h \left(\frac{k_o dP}{\mu_o dr} \right) \Big|_{r=r_c} = -2\pi r_c h K \left(B_o \frac{dH}{dr} \right) \Big|_{r=r_c} = -2\pi h K B_o (P_c) C$$

Откуда, выражая C из решения (37), получим

$$q_o = -2\pi h K B_o (P_c) \frac{H(P_k) - H(P_c)}{\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)} \quad (38)$$

Тогда объемный дебит воды в пластовых условиях

$$q_w = \left(\frac{B_w F_w}{B_o} q_o \right) \Big|_{r=r_c} = -2\pi h K F_w B_w (P_c) \frac{H(P_k) - H(P_c)}{\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)} \quad (39)$$

Объемный дебит газа в приповерхностных условиях

$$q_g^0 = \left(F_g \frac{q_o}{B_o} \right) \Big|_{r=r_c} = -2\pi h K F_g \frac{H(P_k) - H(P_c)}{\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)} \quad (40)$$

На основании анализа большого количества нефтей Л.А. Зиновьевой [1] была показана возможность аппроксимации подинтегрального выражения

в функции Христиановича $\varphi = \frac{k_o}{B_o \mu_o}$ линейной зависимостью от давления

$$\varphi(P) = aP + b$$

Коэффициенты этой линейной зависимости можно определить разложением в ряд Тейлора функции $\varphi(P) = aP + \gamma$ в окрестности давления насыщения.

$$\varphi(P) = \varphi(P_b) \left[1 + (P - P_b) \frac{1}{\varphi(P_b)} \left(\frac{d\varphi}{dP} \right) \Big|_{P=P_b} \right] \quad (41)$$

P_b – давление насыщения.

Предполагая, как обычно, что при давлении больше давления насыщения, зависимостями вязкости и объемного коэффициента от давления можно пренебречь, получим

$$\varphi(P) = \begin{cases} \varphi(P_b), & P \geq P_b \\ \varphi(P_b)[1 + 2\alpha(P - P_b)], & P < P_b \end{cases}$$

$$\alpha = \lim_{P \rightarrow P_b} \left[\frac{1}{2\varphi(P_b)} \left(\frac{d\varphi}{dP} \right) \right]$$

Для функции Христиановича получим

$$P_c > P_b, \quad H(P_k) - H(P_c) = \int_{P_c}^{P_k} \varphi(P) dp = \varphi(P_b)(P_k - P_c)$$

$$P_k \leq P_b,$$

$$H(P_k) - H(P_c) = \int_{P_c}^{P_k} \varphi(P_b)[1 + 2\alpha(P - P_b)] dp = \varphi(P_b)(P_k - P_c)[1 - \alpha(2P_b - P_k - P_c)]$$

$$P_k > P_b, P_c < P_b,$$

$$H(P_k) - H(P_c) = \int_{P_c}^{P_b} \varphi(P_b) dp + \int_{P_b}^{P_k} \varphi(P_b)[1 + 2\alpha(P - P_b)] dp = \varphi(P_b)[P_k - P_c - \alpha(P_b - P_c)^2]$$

Область 1.

Для водонефтяной зоны, находящейся в контакте с газовой шапкой, предполагается, что в любой момент времени мгновенно достигается термодинамическое равновесие. Это означает, что количество растворенного газа в нефти соответствует текущему давлению, которое является давлением насыщения. Тогда $P_b = P_k = P$ и

$$H(P_k) - H(P_c) = \varphi(P_b)(P_k - P_c)[1 - \alpha(P_k - P_c)]$$

Кроме того, на контуре питания, где давление равно давлению насыщения отсутствует свободный газ в нефтяной фазе. Тогда

$$F_g = R_s(P)$$

С учетом полученных выражений для газонефтяного фактора и функции Христиановича, для расчета дебита жидкости и газа в добывающей скважине получим

$$q_0 = -2\pi Kh B_o(P_c) \frac{H(P) - H(P_c)}{\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)} = -2\pi Kh \frac{k_o(P) B_o(P_c)(P - P_c)}{\mu_o(P) B_o(P) \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)} [1 - \alpha(P - P_c)]$$

$$q_0 = -2\pi Kh \frac{k_w(P) B_w(P_c)(P - P_c)}{\mu_w(P) B_w(P) \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)} [1 - \alpha(P - P_c)]$$

В итоге дебит жидкости в пластовых условиях определится в виде

$$q_1 = q_o + q_w = -2\pi Kh \frac{(P - P_c)}{\mu^* \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)} [1 - \alpha(P - P_c)] \quad (42)$$

$$\frac{1}{\mu^*} = \frac{k_o(P) B_o(P_c)}{\mu_o(P) B_o(P)} + \frac{k_w(P) B_w(P_c)}{\mu_w(P) B_w(P)} \quad (43)$$

μ^* – эффективная вязкость системы нефть-вода в окрестности скважины.

Вязкость μ^* можно выразить через текущую объемную обвожненность в пластовых условиях wc

$$\frac{1}{\mu^*} = \frac{k_y(P) B_y(P_c)}{wc \mu_w(P) B_w(P)}$$

Пренебрегая зависимостью параметров водной фазы от давления, получим

$$\frac{1}{\mu^*} = \frac{k_y}{wc \mu_w}$$

k_w – фазовая проницаемость воды в окрестностях скважины.

Объемный дебит газа в поверхностных условиях рассчитывается как

$$q_g^0 = \frac{R_s(P)(1 - wc)q_1}{B_o(P_c)}$$

Ввод скин-фактора аналогичен случаю фильтрации однородной жидкости. Тогда

$$q_1 = q_o + q_w = -2\pi Kh \frac{(P - P_c)}{\mu^* \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right) + Skin} [1 - \alpha(P - P_c)]$$

Область 2.

Предположим, что эта область эксплуатируется таким образом, что текущее пластовое давление области не ниже начального пластового давления. Которое является давлением насыщения. В этом случае газонефтяной фактор постоянен и равен начальному газосодержанию нефти $F_g = R_{so}$. Функция Христиановича имеет вид

$$H(P_k) - H(P_c) = \varphi(P_{init}) [P_k - P_c - \alpha(P_{init} - P_c)^2]$$

С учетом полученных выражений для газонефтяного фактора и функции Христиановича, для дебита жидкости и газа в добывающей скважине получим

$$q_o = -2\pi K h B_o(P_c) \frac{H(P) - H(P_c)}{\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)} = -2\pi K h \frac{k_o(P_{init}) B_o(P_c)}{\mu_o(P_{init}) B_o(P_{init}) \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)} [P_k - P_c - \alpha(P_{init} - P_c)^2]$$

$$q_w = -2\pi K h \frac{k_w(P_{init}) B_w(P_c)}{\mu_w(P_{init}) B_w(P_{init}) \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)} [P_k - P_c - \alpha(P_{init} - P_c)^2]$$

В итоге дебит жидкости в пластовых условиях определяется в виде

$$q_1 = q_o + q_w = -2\pi K h \frac{[P_k - P_c - \alpha(P_{init} - P_c)^2]}{\mu^* \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)} \quad (44)$$

$$\frac{1}{\mu^*} = \frac{k_o(P_{init}) B_o(P_c)}{\mu_o(P_{init}) B_o(P_{init})} + \frac{k_w(P_{init}) B_w(P_c)}{\mu_w(P_{init}) B_w(P_{init})} \quad (45)$$

Вязкость μ^* можно выразить через текущую объемную обводненность аналогично предыдущему случаю.

Объемный дебит газа в поверхностных условиях рассчитывается как

$$q_g^0 = \frac{R_{so}(1-wc)q_1}{B_o(P_c)}$$

При текущем давлении в области 2 ниже начального предполагается, что выделившийся из нефти свободный газ не всплывает и не образует газовую шапку, а переносится вместе с потоком жидкости. Будем считать, в этом случае, что газонефтяной фактор остается равным начальному (т.е.

пренебрегается отбором газа из этой области). Функция Христиановича имеет вид

$$H(P_k) - H(P_c) = \varphi(P_{init})(P_k - P_c)[1 - \alpha(2P_{init} - P_k - P_c)]$$

Соответственно

$$q_1 = q_o + q_w = -2\pi Kh \frac{(P_k - P_c)[1 - \alpha(2P_{init} - P_k - P_c)]}{\mu^* \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)} \quad (46)$$

$$\frac{1}{\mu^*} = \frac{k_o(P_{init})B_o(P_c)}{\mu_o(P_{init})B_o(P_{init})} + \frac{k_w(P_{init})B_w(P_c)}{\mu_w(P_{init})B_w(P_{init})} \quad (47)$$

Полученные формулы для расчета объемных дебитов и приемистостей позволяют записать правую часть уравнений (10), (20) и (24) как функции пластовых давлений.

Расчет пластовых давлений – интегрирование этих уравнений по времени [90].

На основе уравнений материального баланса получена система дифференциальных уравнений, описывающих динамику изменения нефтенасыщенного и газонасыщенного поровых объёмов и пластового давления при различных темпах закачки газа. В зависимости от темпов закачки газа существенно изменяется суточная добыча нефти. Расчеты показали, что при закачке газа в объёме 1 млн. м³/сут суточная добыча увеличивается на 40%, а при темпах закачки 2 млн. м³/сут и 3 млн. м³/сут увеличивается в 2,4 и 3,3 раза соответственно. Отметим, что расчеты проводились при неизменном забойном давлении и при постоянном числе нефтедобывающих скважин.

Таким образом, как показали расчеты, перепуск газа из месторождения с высоким пластовым давлением в сводовую часть нефтяного месторождения является эффективным методом интенсификации добычи нефти.

Выводы по главе 4

1. При изучении геологических условий месторождений юга Ирака исследовано газовое месторождение (Г), расположенное недалеко от

нефтяного месторождения Зубейр. Нефтеносная свита Мишриф находится на глубине 2000 м с давлением пласта 20 МПа, а в газовой залежи свиты (А) на месторождении (Г) пластовое давление 38 МПа. При исследовании особенностей нефтяной свиты Мишриф и газовой свиты (А), обоснована возможность использования газовых технологий воздействия для увеличения нефтеотдачи из месторождения Зубейр с применением газа месторождения (Г).

2. На основе уравнений материального баланса получена система дифференциальных уравнений, описывающих динамику изменения нефтенасыщенного и газонасыщенного поровых объемов и пластового давления при различных темпах закачки газа. В зависимости от темпов закачки газа существенно изменяется суточная добыча нефти. Расчеты показали, что при закачке газа в объеме 1 млн. м³/сут суточная добыча увеличивается на 40%, а при темпах закачки 2 млн. м³/сут и 3 млн. м³/сут увеличивается в 2,4 и 3,3 раза, соответственно.

3. Расчеты показали, что перепуск газа из месторождения с высоким пластовым давлением в сводовую часть нефтяного месторождения является эффективным методом интенсификации добычи и увеличения нефтеотдачи.

На основании изложенного разработаны рекомендации:

- о нецелесообразности применения заводнения свиты Мишриф на месторождениях юга Ирака и эксплуатации газовых месторождений иностранными компаниями для экспорта газа;
- о целесообразности первоочередного использования природного газа для повышения нефтеотдачи пластов и выработки электроэнергии;
- по повторному применению использованного на месторождении Зубейр газа после его компремирования для закачки в пласт с целью увеличения нефтеотдачи на одном из близко расположенных нефтяных месторождений Туба, Северная Румайла, Бин-Умер.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Установлены особенности геологического строения месторождений юга Ирака, заключающиеся в следующем:
 - залежи приурочены к антиклинальным структурам, которые простираются с севера на юг, близко расположены друг к другу в результате влияния Альпийского орогенеза и мощной соляной толщи Ормуз, и имеют регионально выдержанные непроницаемые для газа покрышки,
 - одним из основных нефтяных коллекторов является свита Мишриф позднего мела (сеноман), отложившаяся на карбонатной платформе мелководного моря, с изменяющимися фациями от рифовых до рудистовых лагунных гидрофобных известняков, неоднородными петрофизическими свойствами (поры различных видов, микротрещины, каналы), являющимися одной из возможных причин снижения добычи нефти.
2. На основании обобщения мирового опыта применения современных методов увеличения нефтеотдачи (МУН) показаны:
 - тенденция расширения объёмов используемых газовых технологий в различных странах (Россия, США, Канада, Венесуэла, ОАЭ, Катар, Кувейт);
 - высокая эффективность газовых технологий при разработке карбонатных рудистовых коллекторов месторождений южного Башкортостана.
3. Исходя из особенностей геологического строения месторождений юга Ирака с карбонатными коллекторами и результатов обобщения применения современных МУН обоснована возможность реализации технологий газового воздействия в сводовую часть продуктивной свиты Мишриф на нефтяном месторождении Зубейр путём перепуска газа из

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Beydoun Z.R. Геология и потенциальные запасы углеводородов Аравийской плиты в свете тектоники плит. Американская ассоциация геологов-нефтяников. Геологические исследования. – 1991. – Вып. 33. – 77 с.
2. Sharland P.R., Archer R., Casey D.M., Davies R.B., Hall S.H, Heward A.P., Horbury A.D., Simmons M.D. Стратиграфия разреза Аравийской плит // «ГеоАравия», Специальный выпуск, № 2. – Бахрейн: Галф ПетроЛинк, 2001. – 371 с.
3. Konert G., Al-Afifi A.M., Al-Hajri S.A. Стратиграфия палеозоя и локализация углеводородов Аравийской плиты. – 2001. – Т. 6, № 3. – С. 407-442.
4. Al-Naqib K.M. Геология Аравийского полуострова. Южный Ирак. Геологическая служба США. Специальное издание 560-G. – 1967. – 54 с.
5. Murgis R.J. Средний Восток: Стратиграфическая эволюция и локализация нефти // Бюллетень Американской ассоциации геологов-нефтяников. – 1980. – Т. 64. – С. 597-618.
6. Al-Husseini M.I. Стратиграфия юрских отложений западной и восточной части Аравийского залива // «ГеоАравия». – 1997. – Т. 2, № 4. – С. 361-382.
7. Махави М.М., Тахер А.К., Зайбель Х.Г., Сиднев А.В. Общая схема тектонической эволюции Аравийской плиты в фанерозое // НТЖ «Фундаментальные исследования». – Москва, 2009. – Вып. 1. – С. 35-37.
8. Al-Husseini M.I. Происхождение структур Аравийской плиты: Амарское столкновение и рифт Наджд // «ГеоАравия». – 2000. – Т. 5, № 4. – С. 527-542.
9. Loosveld R.J.H., Bell A., Terken J.J.M. Тектоническая эволюция внутренней части Омана // «ГеоАравия». – 1996. – Т. 1, № 1. – С. 28-51.
10. Ziegler M.A. Эволюция позднепермско-голоценовых палеофаций Аравийской плиты и залежи углеводородов // «ГеоАравия». – 2001. – Т.6, №3. – С. 445-504.

20. Ameen M.S. Влияние тектонических процессов в фундаменте на образование, миграцию и аккумуляцию углеводородов в Северном Ираке // Бюллетень Американской ассоциации геологов-нефтяников. – 1992. – Т. 76. – С. 356-370.
21. Beydoun Z.R., Skinder A.H. Аденский залив Красного моря: Переоценка потенциальных запасов углеводородов // Морская и нефтяная геология. – 1992. – Т. 9. – С. 474-485.
22. Hooper R.J., Baron I.R., Agah S., Hatcher R.D. Развитие южной окраины Тетиса в Иране от сеноманского времени до современности / Под ред. М.И. Хуссейни. Нефтяная геология Среднего Востока, Гео'94. – Бахрейн: Галф ПетроЛинк, 1995. – Т. 2. – С. 505-516.
23. Stoneley R. Обзор нефтематеринских пород в некоторых частях Среднего Востока / Под ред. Дж. Брукса и А.Дж. Флита. Морские нефтематеринские породы. Геологическое общество (Лондон). Специальный выпуск, № 26. – 1987. С. 263-269.
24. Alsharhan A.S., Nairn A.E.M. Осадочные бассейны и геология нефти Среднего Востока. – Нидерланды: Изд-во «Эльзевир», 1997. – с. 843.
25. Sadooni F.N., Agrawi A.A.M. Стратиграфия мелового разреза и потенциальные запасы нефти Месопотамского бассейна, Ирак // Модели юрско-меловых карбонатных систем Среднего Востока. Специальный выпуск ООГ № 69. – 2000. – С. 315-334.
26. Al Habba Y.Q., Abdullah M.B. Геохимическое исследование материнских пород углеводородов на северо-западе Ирака (на арабском яз.) // Журнал «Сотрудничество с арабскими странами в области нефти». – 1989. – Т. 5. – С. 11-51.
27. Beydoun Z.R., Hughes Clark M.W., Stoneley R.. Нефть в Месопотамском бассейне: Позднетретичный предгорный бассейн, наложенный на внешний край обширного богатого углеводородами палеозойско-мезозойского шельфа пассивной окраины / Под ред. Р.У. Маккуина, Д.А. Лики. Предгорные бассейны и складчатые пояса. Записки Американской ассоциации геологов-нефтяников, № 55. – 1992. – С. 309-339.

28. Beydoun Z.R., 1993. Эволюция северо-восточной окраины Аравийской плиты и шельфа: локализация углеводородов и предположительные ресурсы их на будущее. – 1993. – Т. 48, № 4. – С. 312-345.
29. Потенциал и зрелость материнских пород свит Саргелу и Наокелекан в Ираке // База данных, представленная компанией «Петролеум Джиолоджикал Аналисис Лтд.», Геологическими службами Квантока и Сейкера, Рэдингским университетом, 69 Хай-стрит, Уэст Глоссоп, Дербишир SK138AZ, Англия, 2000 (www.pgal.co.uk).
30. Al-Fares A.A., Bouman M., Jeans P. Новый взгляд на стратиграфию средне-нижнемеловых отложений побережья Кувейта // «ГеоАравия» . – 1998. – Т. 3, № 4. – С. 543-560.
31. Ibrahim M.W. Геология нефти южной части Ирака // Бюллетень Американской ассоциации геологов-нефтяников. – 1983. – Т. 67. – С. 97-130.
32. Al-Siddiki A., 1978. Подземная геология южной части Ирака. X Арабский Нефтяной Конгресс, Триполи, Ливия. – 1978. – № 141 (В-3). – С. 1-47.
33. Махави Маджид Мохаммад, Котенёв Ю.А. История геологического развития южного Ирака // Проблемы ресурсо- и энергосбережения в технологиях освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородов. Матер. VIII конгресса нефтепромышленников России. – Уфа: Изд-во «Монография», 2009. – С.77-78.
34. Махави Маджид Мохаммад, Котенёв Ю.А. Палеофации и сеноманско-туронский цикл на Аравийской плите // Проблемы ресурсо- и энергосбережения в технологиях освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородов. Матер. VIII конгресса нефтепромышленников России. – Уфа: Изд-во «Монография», 2009. – С.79-81.
35. Naq V.U., Hardenbol J., Vail P.R. Стратиграфия мезозоя и кайнозоя и циклы колебаний уровня моря /Под ред. Ч.Л. Уилгуса, Б.С. Хастингса, Ст. Ч. Кэндалла и др. Колебания уровня моря: Комплексный подход. – Общество палеонтологов и минералогов. Специальный выпуск, № 42. – 1988. – С. 71-108.

36. Dunnington H.V. Образование, миграция, накопление и разложение нефти в Северном Ираке. – ААБГ, 1988. – С. 1194-1251.
37. Lovelock P.E.R. Обзор тектоники северной части Средневосточного региона // Геологический журнал. – 1984. – Т. 121, № 6. – С. 577-587.
38. Wein A. Рифы, окаймленные рудистовыми образованиями, мелководной карбонатной платформы мелового возраста в Израиле // Бюллетень Американской ассоциации геологов-нефтяников. – 1976. – Т. 60, № 2. – С. 258-272.
39. Al Gailani M., 2003. Оценивая нефтяной потенциал Ирака // «Геотаймс». – 2003. – Т. 48. – С. 16-20.
40. Al Shididi S., Thomas G., Delfaud J. Осадконакопление, диагенез и локализация нефти группы Камчука нижнемелового возраста, Северный Ирак // Бюллетень Американской ассоциации геологов-нефтяников. – 1995. – Т. 79. – С. 763-779.
41. Информационная служба «Ай Эйч Эс Энерджи» (ранее консультанты по нефти). Международная база данных по поискам и добыче нефти. База данных, представленная компанией «Ай Эйч Эс Энерджи», 15 Инвернесс Уэй Ист, Инглвуд, Колорадо, 80112. США. – 1996.
42. Мореттини Е., Томпсон Э., Эберли Г., Роунсли К. Усовершенствование описания характеристик коллектора за счет комбинирования метода исследования стратиграфической последовательности в высокой степени разрешения с методом механической стратиграфии. Месторождение Фахуд (Оман) // Нефть, газ и энергетика. – 2005, № 6. – С. 3-27.
43. Buday T. Региональная геология Ирака: Стратиграфия и палеогеография. – Государственная организация по минералам. – Багдад, 1980. – с. 445.
44. Razoian A.M., Геологическое изучение свиты Мишриф, месторождение Северная Румайла. – Неопубликованный отчет. – 1993.
45. Dunnington H.V., 1967. Стратиграфическое распределение месторождений нефти в Иракско-Иранско-Аравийском бассейне // Журнал Института нефти». – 1967. – Т. 53. – С. 129-161.

– 2005. – № 3. – с. 9.

67. Оценка нефтезапасов Ирака по годам за 1996-2002 г.г. – Сообщение «ГеоДизайн». – 2003.

68. Khadduri W. Ирак планирует достичь уровня 2,8 млн. баррелей в день к апрелю 2004 г. – XLVI, вып. 30, 28 июля, 2003. – С. 125-137.

69. Ермолкин В.И. Нефтегазоносные провинции зарубежных стран // Геология нефти и газа /Под ред. Э.А. Бакирова. – М.: Недра, 1990. – с. 212.

70. Заибель Халед, Тахер Абдуль Карим, Махави Маджид, Сиднев А.В. Месторождения супергиганты бассейна Персидского залива и технологии их разработки // Актуальные проблемы технических, естественных и гуманитарных наук. Матер. Междунар. научн-техн. конф.– Уфа, 2008.– С.42-45.

71. Al-Naqib F.M., Al-Debouni R.M., Al-Irhayim T.A., Morris D.M. Поведение пластов с водонапорным режимом на трещинном месторождении Киркук в Северном Ираке. – Издание «СПЭ» № 3437. – 1971. – 19 с.

72. Radler M. Мировые запасы растут, а добыча остается на прежнем уровне // Журнал «Нефть и газ». – 2002, декабрь. – Т. 100. – С. 113-145.

73. Боксерман А.А. Востребованность современных МУН – обязательное условие преодоления падения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 10.

74. Дзяшев Р.Н., Габайдулина Л.Г. Критерии и оценка перспектив применения технологий на месторождениях карбона Татарстана // Интервал.. – 2004. – № 7. – С. 7-8.

75. Иршинская Л.И. Конкурентоспособность и стратегия вертикально-интегрированных нефтяных компаний. – М., 2004.

76. Джафаров И.С., Боксерман А.А., Рожков Г.В. Ресурсная база и развития нефтедобычи в России. – СПб., 2005. – 276 с.

77. Поддубный Ю.А., Жданов С.А. О классификации методов увеличения нефтеотдачи пластов // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 4.

78. Котенев Ю.А., Ягафоров Ю.Н., Давыдов В.П., Андреев В.Е. Геолого-технологические особенности разработки нефтяных месторождений южного региона Башкортостана. – 2004. – с. 287.
79. Абызбаев И.И., Ефремов Ф.М., Зайцев Б.В. Определение применимости процесса смешивающегося вытеснения в условиях Ишимбайских нефтяных месторождений // Тр. БашНИПИнефть. – Уфа, 1965. – Вып. 14. – С.149-164.
80. Махави Маджид Мохаммад, Котенёв Ю.А. Предпосылки и перспективы использования углеводородных газов для увеличения нефтеотдачи// Проблемы освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и газа. – Уфа: Изд-во «Монография», 2008. – Вып. 5. – С. 152-156.
81. Махави Маджид Мохаммад, Котенёв Ю.А. Уточнение геологического строения нефтяных месторождений Южного Ирака и разработка мероприятий по интенсификации выработки запасов нефти // НТЖ «Геология, геофизика и разработка НГМ». – Москва: Изд-во «ВНИИОЭНГ», 2010. – Вып. 2. – с.
82. ExxonMobil Iraq and oil ministry of Iraq, 2004. Комплексное техническое изучение месторождения Зубейр, глава 10С. – Компания «ЭксонМобил» и Министерство нефти Ирака. – Неопубликованная работа.
83. Нюняйкин В.Н., Галлеев Ф.Ф., Зейгман Ю.В., Шамаев Г.А. Справочник нефтяника. – Уфа: Башкортостан, 2001 год, – 264 с.
84. Изучение резервуара Маджнун: Свиты Мишриф и Ямама. – «Элф-Эквитейшн». – 1995. – Т. 2. – С. 1- 41.
85. Razoian A.M. Повышение нефтеотдачи резервуара Мишриф на месторождениях Северная Румайла и Западная Курна и основные рентабельные участки на месторождении Южная Румайла. – Неопубликованная работа. – 2002.
86. Henson F.R. Отложения, связанные с меловыми и третичными рифовыми образованиями, на Среднем Востоке). – ААПГ, 1950б. – Т. 34, № 2. – С. 215-238.
87. Khayat A. Оценочное изучение свиты Мишриф на месторождении

Западная Курна. – Неопубликованный отчет ОЭК, 1998.

88. Razoian A.M. Позднеальбская-маастрихтская стратиграфия Южного Ирака и прилегающих территорий. – Неопубликованный отчет СОК, 1995.

89. Махави Маджид Мохаммад, Котенёв Ю.А. Перспективы использования газовых технологий повышения эффективности нефтеизвлечения на месторождениях Южного Ирака // НТЖ «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов» / ИПТЭР. – 2009. – Вып.2(76). – С.16-27.

90. Зиновьева Л.А. Приближенный метод расчета притока газированной нефти к скважинам с учетом реальных свойств пластовых нефтей. – Труды ВНИИ. Вып. 25. – Гостоптехиздат, 1959.