

*На правах рукописи*



**Мурзагалнев Руслан Сиражевич**

**ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ КАРАЖАНБАССКОГО  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ И СОВРЕМЕННЫЕ  
ГЕОТЕХНОЛОГИИ ЕЁ ИЗВЛЕЧЕНИЯ**

**Специальность: 25.00.12– Геология, поиски и разведка горючих  
ископаемых**

**АВТОРЕФЕРАТ**

**диссертации на соискание ученой степени  
кандидата геолого-минералогических наук**



**Москва – 2009**

Работа выполнена на кафедре геологии Российского Государственного Университета нефти и газа имени И.М. Губкина (РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина) и Институте геологии и разработки горючих ископаемых (ИГиРГИ)

**Научный руководитель:**

доктор геолого-минералогических наук, профессор Халимов Элк Мазитович

**Официальные оппоненты:**

доктор геолого-минералогических наук Гавура Вилен Евдокимович  
кандидат геолого-минералогических наук Кожабаяв Алмас Садырбайулы, ТОО «Арал  
Петролеум Кэпитал»

**Ведущее предприятие** Казахский научно-исследовательский геологоразведочный  
нефтяной институт (ТОО «КазНИГРИ»)

Защита состоится "27" октября 2009 года в 15:00 часов на заседании Совета по защите докторских и кандидатских диссертаций Д 212.200.02 при РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина по адресу: 119991 г. Москва, ГСП-1, Ленинский проспект 65, ауд. 232.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина по адресу: 119991 г. Москва, ГСП-1, Ленинский проспект 65.

Автореферат разослан «25» сентября 2009 года.

Ученый секретарь диссертационного Совета,



Е.А. Леонова

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность темы исследования.** Республика Казахстан является одним из крупнейших нефтегазодобывающих государств мира, обладающих значительными запасами углеводородного сырья. Разведанные на территории страны запасы нефти и газового конденсата составляют 2,9 млрд. тонн, газа – 1,8 трлн.м<sup>3</sup> (без учета ресурсов морских месторождений), а прогнозные ресурсы нефти и конденсата на суше и шельфе Казахстана оцениваются в 12–13 млрд. тонн.

На территории Мангистауской области Западного Казахстана сосредоточено около четверти извлекаемых запасов нефти страны. Большая часть месторождений характеризуется сложным геологическим строением, а запасы тяжелой, высоковязкой нефти относятся к категории трудноизвлекаемых. Эксплуатация таких месторождений при традиционных методах добычи нефти позволит извлечь лишь 5–7% геологических запасов с низкими технико-экономическими показателями. Поэтому в разработку вовлечены пока лишь наиболее крупные и продуктивные месторождения, имеющие относительно благоприятные природные геолого-физические характеристики полезного ископаемого.

Месторождение Каражанбас, расположенное на полуострове Бузачи к северу от порта Актау, является наиболее крупным среди пяти разрабатываемых. Месторождение было открыто в 1974 году, а введено в разработку в 1980 году. С 2006 года владельцами лицензии на добычу углеводородов являются китайская компания CITIC и АО «Разведка Добыча Казмунайгаз».

Нефтяное месторождение Каражанбас является одним из крупных неглубокозалегающих (250–500 м) месторождений высоковязких нефтей Западного Казахстана. Сложное геологическое строение, высокая тектоническая нарушенность, стратиграфические несогласия, литолого-фациальная изменчивость среднерурско-неокомских пород – все это определило необходимость их всестороннего геолого-геофизического изучения по материалам бурения новых скважин, сейсморазведки ЗД, материалов гидродинамических исследований в процессе разработки.

Несмотря на продолжительную эксплуатацию, месторождение Каражанбас содержит значительные запасы нефти.

Для оценки возможности и целесообразности продолжения доработки месторождения реализуемой и/или другими технологиями, необходимо построить современную геологическую модель месторождения и на ее базе исследовать возможность эффективного извлечения остаточных запасов. При этом необходимо учесть накопленный опыт разработки добычи высоковязкой нефти на самом месторождении и результаты применения современных технологий на других месторождениях-аналогах. В мире, в

частности в Канаде наработаны технологии добычи высоковязких нефтей, использование которых позволяет экономически эффективно добывать такую нефть.

**Цель работы** заключается в обосновании современной геологической модели месторождения Каражанбас, построенной на базе обобщения результатов бурения скважин, данных сейсморазведки 3Д, гидродинамических исследований скважин и технологии разработки месторождения в зрелой стадии на основе анализа отечественного и зарубежного опыта добычи нефти на месторождениях-аналогах.

**Основные объекты исследования.** Среднеюрские и неокомские продуктивные горизонты (Ю-I, Ю-II, А<sub>1</sub>, А<sub>2</sub>, Б, В, Г, Д) месторождения Каражанбас.

**Основные задачи исследования:**

1. Литолого-стратиграфическое расчленение и корреляция продуктивных среднеюрских и неокомских отложений.

2. Уточнение геологического строения западных и восточных периклинальных частей структуры по данным бурения и сейсморазведки 3Д.

3. Обоснование выделения перспективных зон для поисков залежей литологического типа.

4. Геолого-промысловый анализ результатов разработки месторождения Каражанбас с применением термических методов (ВВГ, ПТВ).

5. Изучение отечественного и зарубежного опыта добычи высоковязкой нефти на месторождениях-аналогах и разработка рекомендации по современной геотехнологии извлечения запасов с учетом особенностей геологического строения и физико-химических свойств нефтей на месторождении Каражанбас.

В диссертации использованы первичные данные бурения, промысловой геологии, геофизики, сейсмики 2Д и 3Д, комплексных анализов керна и личные исследования автора за девятилетний период работы в АО «Каражанбасмунай». В работе также использованы материалы научных и производственных организаций: ВНИГРИ, КазНИГРИ, РГУНГ имени И.М.Губкина, РосНИПИтермнефть, АО «Каражанбасмунай», НИПИнефтегаз, ИГиРГИ, ВНИИнефть, ЗапКазНИГРИ, ИГАН РК им. Сатпаева, КЭ МНГР, АО «Мангистаумунайгаз». Кроме того, использованы зарубежные публикации по современным технологиям добычи высоковязкой нефти. Научные труды и методические разработки С.Н. Алексейчика, Ю.М. Васильева, Э.С. Воцалевского, В.П. Гаврилова, Б.Ф. Дьякова, А.И. Днмакова, К.Д. Джуламанова, В.В. Козьмодемьянского, Л.К. Кинова, К.В. Кручинина, В.С. Муромцева, В.С. Мильничука, А.М. Нурманова, Т.К. Нсанова, А.А. Савельева, В.А. Симонова, М.Ж. Салимгереева, В.П. Токарева, К.Т. Тулешова, Г.В. Шведова, М.М. Чарыгина являлись базовыми при выполнении исследования.

#### **Основные защищаемые положения:**

1. Уточненная по материалам разведочного, эксплуатационного бурения, сейсморазведочных работ 3Д и данных эксплуатации скважин геологическая модель месторождения Каражанбас, отличающаяся новым расположением на площади тектонических разломов и их атрибутами, а также конфигурацией зон распространения коллекторов в продуктивной толще.

2. Локальная геологическая модель строения верхней части продуктивного горизонта Г (верхний готерив-баррем), заключающаяся в наличии палеоруслу в толще песков и слабосцементированных песчаников с прослоями глин. Зависимость продуктивности добывающих скважин от их местоположения по отношению к палеоруслу.

3. Результаты оценки эффективности применения тепловых методов добычи нефти (ВВГ и ПТВ) на опытных участках месторождения Каражанбас. Основной причиной недостаточной технологической результативности вытеснения нефти из продуктивных пластов при реализуемой технологии являлись: невыполнение проектных показателей технологий ВВГ и ПТВ (объемы рабочих агентов, геологическое строение продуктивной толщи неблагоприятно для проявления эффекта теплоносителей (незначительные нефтенасыщенные толщины, значительная зональная и послойная неоднородность пласта) и несоблюдение проектных параметров теплоносителей (сухости пара, объем закачки агента, коэффициентов эксплуатации скважин и оборудования и др.)

4. Научное обоснование эффективной геотехнологии увеличения нефтеотдачи – низкотемпературной добыче тяжелой нефти с выносом песка (CHOPS) и предложения по опытно-промышленной апробации ее в сочетании с теплоносителями на месторождении Каражанбас.

#### **Научная новизна:**

1. Построена современная геологическая модель нефтяного месторождения Каражанбас с учетом результатов бурения скважин, сейсморазведки 3Д, данных геолого-промысловых исследований и эксплуатации скважин.

2. На основе анализа новых геолого-геофизических данных и материалов бурения, а также лабораторных исследований, уточнены основные геолого-промысловые характеристики строения продуктивной толщи месторождения Каражанбас.

3. Обосновано литолого-стратиграфическое расчленение продуктивной толщи месторождения Каражанбас с учетом фациальных особенностей.

4. На основе изучения региональных закономерностей геологического строения продуктивных отложений по результатам бурения скважин и сейсморазведки 3Д оценены перспективы нефтегазоносности периклинальных частей Каражанбасской структуры.

5. Предложена геотехнология эффективной эксплуатации скважин с применением метода низкотемпературной добычи тяжелой нефти с выносом песка (CHOPS).

**Практическая ценность.** Анализ и обобщение результатов геолого-геофизических и нефтепромысловых исследований, позволили:

- построить геологическую модель месторождения, пригодную для управления процессом разработки;

- обосновать и оценить дополнительный прирост запасов нефти за счет поисков ловушек неангиклинального типа;

- обосновать опытно-промышленные работы по эксплуатации скважин с применением метода низкотемпературной добычи тяжелой нефти с выносом песка (CHOPS).

#### **Реализация работы.**

При непосредственном участии автора составлены геологические разрезы, структурные карты, на основе которых выданы рекомендации по заложению эксплуатационных скважин в русловых отложениях на восточной периклинали месторождения Каражанбас.

Автор принимал непосредственное участие в составлении проектных работ по разработке месторождения, планов бурения, анализа разработки.

Автором выполнен анализ и обобщен зарубежный опыт применения новых технологий извлечения высоковязкой нефти на месторождениях-аналогах и разработаны рекомендации по выбору оптимальной технологии на исследуемом месторождении.

**Апробация работы.** Автор выступал с докладами на семинарах, симпозиумах, совещаниях, конференциях (Алматы, 2002 г., Казань, 2003 г., Москва, 1999–2005 гг., Караганда, 2005 г.) и при обсуждении текущих планов по разведке и добыче нефти, ежегодных рабочих программ, при обсуждении «Анализа разработки месторождения Каражанбас» на ЦКР РК и выполнении «Авторского надзора за реализацией проектных решений».

**Публикации.** По теме диссертации опубликовано 5 работ.

**Объем и структура работы.** Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, заключения, списка использованных источников и приложений. Общий объем работы включает в себя 154 страницы текста, 38 рисунков, 10 таблиц, 25 графических приложений и список литературы из 46 наименований.

Работа выполнена в Российском Государственном Университете нефти и газа имени И.М. Губкина и Институте геологии и разработки горючих ископаемых (г. Москва) в процессе обучения в аспирантуре. Выбору темы диссертации и проведению исследований в процессе работы над ней способствовала возможность получения автором необходимой геологической и нефтепромысловой информации в период работы в АО «Каражанбасмунай».

Автор приносит искреннюю благодарность научному руководителю, профессору, доктору геолого-минералогических наук Э.М. Халимову за постоянную помощь и заботу при выполнении диссертационной работы.

## ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

В первых двух главах приводится краткий обзор истории исследований и геолого-геофизической изученности полуострова Бузачи и Прикаспийской впадины, а также представлено описание геологического строения и нефтегазоносности полуострова Бузачи.

Прикаспийская нефтегазоносная провинция располагается в юго-восточной глубокопогруженной части Восточно-Европейской платформы. Большая часть провинции расположена в Республике Казахстан, а меньшая входит в состав Российской Федерации.

На юге Прикаспийской провинции располагается Бузачинский мегасвод. Здесь глубина до кровли палеозойско-триасовых отложений изменяются от 0,7 км в своде до 2-3 км на крыльях. Мегасвод вытянут в широтном направлении на расстояние около 140 км при ширине до 80 км. В центре Бузачинского мегасвода на структуре Каражанбас меловые отложения залегают непосредственно на пестроцветных породах триаса.

Освоение Прикаспийской провинции было начато в конце XIX – начале XX века. В 1911 году на площади Доссор было открыто первое промышленное месторождение нефти.

В советское время геолого-поисковые работы привели к открытию ряда месторождений с небольшими запасами в промысловых районах Южной и Северной Эмбы.

Вплоть до начала 60-х годов XX века поисково-разведочные работы ориентировались в регионе на надсолевой комплекс. Усиление с середины 60-х годов региональных геолого-геофизических исследований поисков залежей в подтвердили высокие перспективы подсолевого комплекса Прикаспийской синеклизы.

Существенная роль в проведении поисковых работ на нефть и газ в Прикаспийской впадине и открытии нефтегазоносной провинции принадлежит ученым кафедры геологии РГУНГ имени И.М. Губкина.

Профессора М.М. Чарыгин, Ю.М. Васильев, В.С. Мильничук были инициаторами проведения поисковых работ на нефть и газ на полуострове Бузачи и в Южном Мангышлаке. Усилиями ученых кафедры в Прикаспии было организовано бурение сверхглубоких скважин, которые дали ценный материал для познания геологического строения глубокопогруженных комплексов осадочного чехла этого региона.

В начале 50-х годов XX века на полуострове Бузачи проводятся грави- и аэромагнитные съемки и сейсмические исследования методом МОВ и КМПВ, а также структурно-геологическая съемка с применением картировочного бурения. В 1960 году А.И. Димаков выделил два локальных поднятия, осложняющих Северо-Бузачинский свод: Жаман-Орпинское и Каражанбасское. Это обстоятельство послужило поводом для проведения параметрического и поискового бурения. В начале 1974 года из скважины К-12, пробуренной КЭМНГР в западной части Каражанбасской структуры, получен первый фонтан нефти.

Большая заслуга в изучении геологического строения и нефтегазоносности полуострова Бузачи принадлежит сотрудникам ВНИГРИ, РГУНГ им. И.М. Губкина, КЭМНГР, треста «Мангышлакнефтегазразведка», треста «Казнефтегеофизика», которые выполняли основные объемы полевых, геолого-геофизических, буровых, научно-исследовательских и аналитических работ (С.Н. Алексейчик, Ю.М. Васильев, В.П. Гаврилов, Б.Ф. Дьяков, А.И. Димаков, Ж.Д. Дуйсебаев, К.В. Кручинин, В.В. Козьмодемьянский, В.С. Мильничук, А.Н. Нурманов, Т.К. Нсанов А.А. Савельев, Н.К. Трифонов, В.П. Токарев, М.М. Чарыгин и другие).

Тектоническое строение рассматриваемого региона было освещено в работе С.Н. Алексейчика (1941 год), затем было детально описано в работах Б.Ф. Дьякова, А.И. Димакова, Г.В. Шведова (1959-1963 годы ВНИГРИ), позднее по результатам структурно-поискового бурения (К.В. Кручинным, А.М. Нурмановым, Т.К. Нсановым, В.П. Токаревым Х.Ж. Узбекгалиевым, и др. КЭМНГР, 1976 год) уточнено геологическое строение локальных поднятий в центральной части Бузачинского свода.

Вопросы структурного положения полеозойско-триасового комплекса, строения фундамента освещены в работах Ю.М. Васильева, В.С. Мильничука М.М. Чарыгина (1963 год), Э.С. Воцалевского, Ю.С. Кононова, С.Е. Чакобаева и др. (1971-1973 годы), В.В. Козьмодемьянского (1973-1976-1995 годы). На основе комплексной интерпретации сейсмички и геологических данных изучена внутренняя структура доюрского комплекса полуострова Бузачи и Северного Устюрта в работах Ю.А. Воложа, Э.С. Воцалевского, В.В. Липатовой (1984-1985 годы).

История развития и формирования Каражанбасского нефтяного месторождения тесно связана с особенностями палеотектонического строения Бузачинского свода, расположенного в зоне сочленения Восточно-Европейской и Центрально-Евразийской платформ. Эта тектоническая позиция региона и определила особенности его геологического строения и тектонического развития. По своему гипсометрическому положению Бузачинский свод является одним из приподнятых краевых структурных элементов молодой платформы, непосредственно граничащей на севере с Прикаспийской впадиной, на востоке – с наиболее погруженными участками Северного Устюрта, с юга отделяется от Центрально-Устюртско-

Мангышлакской системы дислокаций, на юго-востоке с Такубайским валом и Арыстановской ступенью.

Наиболее полное описание и первые сведения по стратиграфии продуктивной толщи месторождений Бузачинского свода изложены в работах В.Г. Сухинина, А.А. Савельева, 1976 год, затем дополнена по данным палеонтологических (Л.В. Алексеева, 1978 год), палинологических исследований (С.Б. Смирнова, З.И. Козакова, 1982 год, Л.И. Быкова, К.В. Виноградова, С. Теремуратова, 1992–2005 годы).

В третьей главе рассматриваются геологическая модель месторождения Каражанбас, геологическое строение, характеристика продуктивных горизонтов и условия ее формирования, строение залежей нефти. Здесь же представлена сравнительная характеристика начальной и современной геологических моделей по данным сейсморазведки, разведочного и эксплуатационного бурения.

Проведенное обобщение и анализ данных предыдущих исследований, полученные в последние годы результаты бурения поисково-разведочных и новых эксплуатационных скважин в комплексе с материалами сейсморазведки 3Д (2000–2005 годы) позволили автору уточнить и обосновать границы тектонических блоков Каражанбасской структуры и связанных с ними нарушений, построить структурные карты средне-юрских и неокомских отложений.

Структура Каражанбаса осложнена двумя куполовидными поднятиями: западным и восточным, разделенных по оси дизъюнктивными нарушениями. В пределах структуры развита широкая сеть тектонических нарушений субширотной и субмеридиональной ориентировки ( $F_1$ – $F_{20}$ ). Высокоамплитудные разломы ( $F_1$ – $F_8$ ) были установлены по данным сейсмических исследований (МОВ, ОГТ) еще в 60–70-х годах. Нарушения по сейсмике были зафиксированы между Каражанбасской и Северо-Бузачинской структурами. По данным В.И. Лощеновой и других исследователей в 1993 году на Каражанбасской структуре выделяли 4 блока.

По результатам работ сейсморазведки 3Д на западе и востоке структуры в разрезе юрско-нижнемеловых отложений были выделены основные отражающие горизонты, приуроченные к следующим стратиграфическим подразделениям:  $III^{al}(K_1^{al})$  – подошва альба,  $III^a(K_1^a)$  – подошва апта,  $III^{nc}(K_1^{nc})$  – подошва неокома,  $V_1(J_1)$  – размытая поверхность доюрских отложений

По характеру сейсмической записи продуктивный разрез можно разделить на отдельные циклы, связанные с тектоникой и условиями осадконакопления. На временных разрезах по угловому несогласию прослеживается поверхность размыва, разделяющая триасовые и юрские породы (VI–отражающий горизонт). Среднеюрские породы с глубоким размывом

залегают на сложно-расчлененном рельефе нижнего триаса. Нижнемеловые отложения залегают на размытой поверхности юры, с которой стратифицируется отражающий горизонт Шпс.

Новые материалы сейсморазведки ЗД (2001–2005 годы) подтвердили высокую тектоническую нарушенность Каражанбасской структуры и существенно уточнили структурные планы продуктивных горизонтов неокома и юры. Подтверждено наиболее контрастное нарушение  $F_1^1$ , разделяющее Каражанбасскую и Северо-Бузачинскую структуры и четко прослеживаемое по всем основным отражающим горизонтам. Этим главным каражанбасским нарушением субширотного простирания (рисунок 1) структура делится на два крупных блока: южный–приподнятый и северный–опущенный. Его максимальная амплитуда на западе–150 м, постепенно уменьшающаяся в восточном направлении до 40 м. Уточнено также положение нарушения  $F_1^2$ , расположенного южнее и имеющего северное падение плоскости сбрасывателя, в отличие от южного – для нарушения  $F_1^1$ . Это нарушение менее контрастно, его амплитуда примерно 20–30 м и на отдельных участках сливается с  $F_1^1$ .

Сохранив индексацию блоков, приведенную в работах (1993–1996 годы) автор выделил новые блоки с учетом установленных нарушений, контролирующих залежи. В дополнение к четырём блокам I, II, III, IV, на восточной периклинали структуры выявлены блоки V (между  $F_1^2$  и  $F_7$ ), VI (между  $F_5$  и  $F_7$ ) (рисунок 1).

Детально изучена сейсморазведкой ЗД обширная территория западной периклинали Каражанбасской структуры до береговой линии моря. Здесь выделен ряд разрывных нарушений, имеющих различную ориентировку и амплитуду. Помимо двух основных нарушений  $F_1^1$  и  $F_1^2$  сводовая часть западной периклинали осложнена еще двумя «опережающими» нарушениями, захватывающими триасовые и юрские породы.

Нарушение  $F_3$  прослеживается в вышележащих отложениях неокома в виде зоны дробления без видимой амплитуды смещения горизонтов. На восточной периклинали структуры выделяется шесть нарушений  $F_1^1$ ,  $F_1^2$ ,  $F_4$ ,  $F_5$ ,  $F_6$ ,  $F_7$  ограничивающих блоки I, IV, V, VI. С помощью сейсмики ЗД удалось выявить и протрассировать малоамплитудные тектонические нарушения. Эти нарушения могут быть как экранирующими, так и проводящими.

Отложения Ю-II горизонта представлены переслаиванием песчаников, темно-серых, мелкозернистых песков, алевролитов с прослоями глин, включениями угля и обугленных растительных остатков. В основании горизонта выделяются линзовидные песчаники-коллектора в наиболее погруженных участках эрозионной поверхности триаса. Основными коллекторами являются пески и слабосцементированные песчаники, образующие пласты толщиной до 8 м и более.



Отложения горизонта Ю-I имеют более широкое распространение, которое контролируется несогласием, разделяющим юру и мел. Коэффициент распространения коллекторов горизонта Ю-I составляет 0,89.

Нижнемеловые (неоком) продуктивные горизонты (А<sub>1</sub>, А<sub>2</sub>, Б, В, Г, Д) имеют повсеместное распространение и вскрыты скважинами в различных структурно-фациальных зонах месторождения. На подстилающих породах триаса или юры они залегают со стратиграфическим и угловым несогласием на глубинах от 20 до 480 м. Вскрытый скважинами разрез включает в себя отложения неокома: берриас-валаижиш, нижний готерив (горизонт Д), верхний готерив-баррем (горизонты А<sub>1</sub>, А<sub>2</sub>, Б, В, Г). Горизонт Г повсеместно развит по площади месторождения, вскрыт всеми эксплуатационными скважинами и является основным объектом разработки. Горизонт включает в себя до 10 пропластков-коллекторов. Коэффициент расчлененности составляет 3,05, а песчаности—0,77. Общая толщина горизонта увеличивается от свода структуры к периклиналям и изменяется в пределах 1,8 м до 31,8 м, составляя в среднем 15,7 м. Среднее значение эффективной толщины составляет 12,2 м (при изменении от 1,4 до 26,6 м). Нефтяные залежи горизонта Г установлены в I, II, IV, V и VI тектонических блоках. Залежь относится к типу пластовых с элементами тектонического экранирования. В подошве горизонта Г залегают непроницаемый карбонатный песчаник, толщиной 0,4–2 м, являющийся хорошим репером при корреляции разрезов.

Верхняя часть разреза горизонта Г, сложенная в основном рыхлыми песками и слабцементированными песчаниками с прослоями красно-бурых глин, формировалась в лагунно-континентальных условиях. На это указывает преобладание гидрослюдисто-каолинитовой ассоциации в составе глинистого цемента, плохой сохранности в составе фауны двусторчатых моллюсков и редких остракод, характерных для кугусемской свиты (баррем) Мангышлака.

По результатам интерпретации сейсморазведки 3Д на юго-востоке Каражанбасской структуры были выделены палеорула, подтвержденные данными бурения новых эксплуатационных скважин с наиболее высокими дебитами нефти. На юго-востоке структуры выделяется перспективная зона для поисков залежей нефти литологического типа в продуктивном горизонте Г, *в котором до настоящего времени выделялись только пластовые тектонически-экранированные залежи. Последние исследования строения и литолого-фациальные особенности продуктивного горизонта Г подтвердили, что залежи в нем контролируются не только структурным, но и литологическим фактором.*

На юго-востоке структуры по данным интерпретации сейсмике выделяются две нижнемеловые долины и русла палеорек. Одна из палеорек имеет северо-восточное

направление, а вторая – имеет северо-западное направление. Эти две палеореки сливаются и имеют свое продолжение в одном русле, которое завершается эстуарией.

Данные бурения подтвердили континентальный генезис верхней части горизонта Г. Здесь отложения представлены алевролитами, песчаниками буровато-серыми, мелкозернистыми, рыхлыми, песками буровато-серыми, мелкозернистыми, кварцево-полевошпатовыми, слабоглинистыми, слабокарбонатными, слюдистыми.

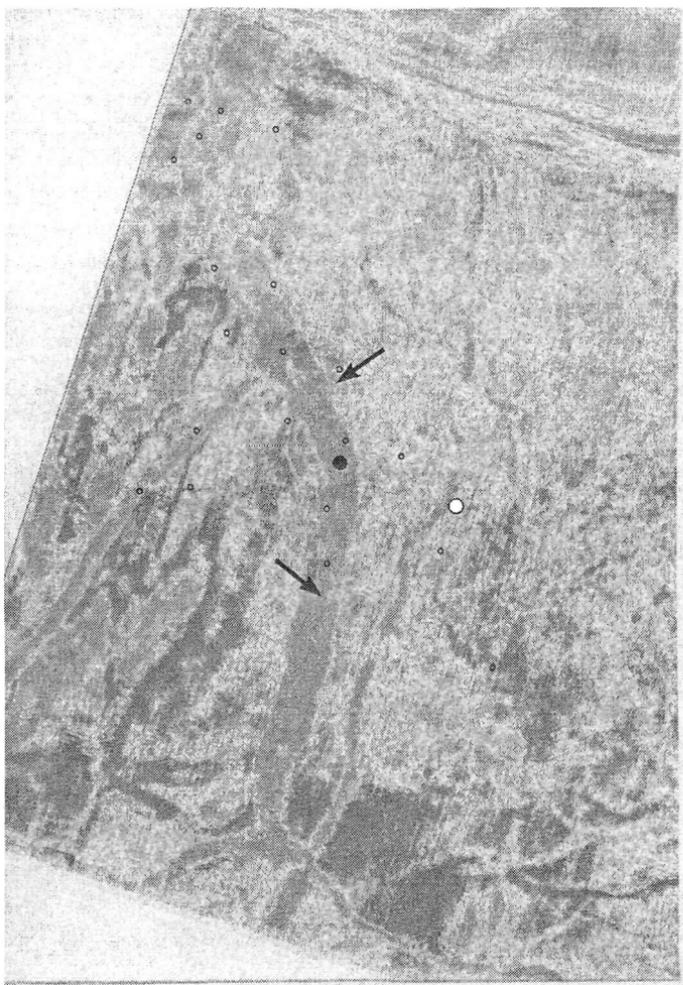
Минералогический анализ свидетельствуют, что породообразующие минералы обломочной части пород содержат кварц (14–44%), кислый полево шпат-альбит (18–39%), микроклин (1–16%). Состав глинистого цемента (каолинит-гидрослюдистый) также указывает на формирование верхней части горизонта Г в континентальных условиях, что согласуется с данными сейсмоки о выделении русловых и пойменных фаций. К этой части разреза приурочены коллекторы с наиболее высокими ФЕС (пористость 0,33–0,39 д.е, проницаемость 121–206 мД), что обеспечивает высокий начальный дебит нефти в скважинах, расположенных в зоне палеорула.

Показательны данные по скважине, расположенной в центре палеорула (рисунок 2), и скважине, находящейся вне палеорула на удалении 600 м в юго-восточном направлении от палеорула. В начальный период эксплуатации дебит жидкости в скважине, расположенной в центре палеорула, составлял 130 м<sup>3</sup> в сутки при обводненности 20%. Через 1,5 года дебит снизился до 60 м<sup>3</sup> в сутки при обводненности 60%. Скважина, расположенная вне палеорула, вступила в эксплуатацию с начальным дебитом 11 м<sup>3</sup> в сутки. Через 1,5 года её дебит снизился до 2,5 м<sup>3</sup> в сутки.

В западной части структуры литолого-минералогический состав горизонта Г фациально изменяется. Отложения представлены алевролитами коричневато-бурыми, среднесмектистыми, слабосцементированными, рыхлыми, хорошо отсортированными, горизонтально слоистыми с прослоями буро-серых, голубовато-серых глин. Прослоями отмечается характерное изменение размерности терригенного материала. Обломочная часть представлена кварцем (15–25%) и полевыми шпатами (12–25%).

В глинистом цементе преобладают минералы смектит (10–15%) и смешаннослойные образования типа гидрослюда-смектит при участии гидрослюды (15%), каолинита (5,1%), хлорита (2,1%). Увеличение смектита в составе глинистых минералов при уменьшении гидрослюды и каолинита, а также наличие микрофашии фораминифер свидетельствуют о формировании горизонта Г в обстановке мелководного шельфа с активными гидродинамическими режимами в западной части месторождения. Коллекторские свойства характеризуются высокими значениями: пористость–0,34 д.е., проницаемость–125 мД.

Сейсмический срез по верхней части пласта Г  
восточной периклинали месторождения Каражанбас



Условные обозначения:

- Высокодебитная скважина палеоруслу
- Малодебитная скважина вне палеоруслу
- Пробуренные скважины
- ↘ Палеоруслу

Таким образом, отложения верхней части продуктивного горизонта Г формировались в континентальных условиях (область накопления русловых песчаников) на востоке месторождения и в обстановке мелководного шельфа—на западе.

Таблица 1.

Физико-химические свойства нефти месторождения Каражанбас

Характеристика нефтей	Единица измерения	Каражанбас
Плотность	кг/м <sup>3</sup>	938,5-944,5
Сера	%, масс	2
Парафин	%, масс	0,7-1,4
Смоли	%, масс	24
Асфальтены	%, масс	24,9-29,1
Выход до 250° С	%	5
Выход до 350° С	%	27
Вязкость	мПа*с	160-660
Температура застывания	°С	минус 15
Газосодержание	м/т	8,9-9,8

Эти фациальные условия способствовали формированию пород-коллекторов с высокими фильтрационно-емкостными свойствами, что обеспечило высокие дебиты скважин, расположенных в этих литолого-фациальных зонах. Особенно благоприятны условия осадконакопления на востоке структуры, где в верхней части горизонта выделяются многочисленные палеоруслу, обусловленные широким распространением континентальных русловых фаций.

Нефти месторождения Каражанбас обладают в пластовых условиях очень высокими плотностью и вязкостью, слабой газонасыщенностью и незначительной усадкой. Дегазированные нефти тяжелые, высоковязкие, смолистые, парафиновые, с низким выходом светлых фракций.

Залежи нефти находятся в условиях низких пластовых давлений и температур (26 °С).

В четвертой главе приводится результат геолого-промышленного анализа опытно-промышленных работ по применению тепловых методов разработки и рекомендации по совершенствованию системы разработки месторождения Каражанбас.

Расчеты, выполненные до начала освоения месторождения Каражанбас, основанные на опыте разработки месторождений высоковязких нефтей, показали, что разработка на естественном режиме позволит извлечь не более 7% геологических запасов. Высокие коллекторские свойства пород при небольших глубинах залегания пластов и высокой вязкости нефти явились благоприятными условиями для применения термических методов

воздействия. В этом случае, как показали гидродинамические расчеты, нефтеотдача может быть увеличена до 40%.

Крупномасштабный промышленный эксперимент на месторождении Каражанбас запланировали как с целью апробации и оценки технико-экономической эффективности термических методов воздействия на пласт, так и отработки техники и технологии влажного внутрипластового горения и паротеплового воздействия в конкретных геолого-физических условиях для вовлечения в активную разработку месторождений Каражанбас, Северные Бузачи и Жалгизтубе.

На месторождении Каражанбас было создано два экспериментальных промысла на расстоянии 450 м друг от друга. На опытных участках введены в разработку значительные запасы высоковязкой нефти—около 28 млн. тонн. Это позволило создать крупномасштабные экспериментальные объекты для отработки тепловых технологий, накопить нефтепромысловый опыт разработки месторождений высоковязкой нефти методами влажного внутрипластового горения (ВВГ) и паротеплового воздействия (ПТВ).

В технологической схеме разработки опытно-промышленных участков термическими методами было запроектировано регулирование разработки раздельной закачкой рабочих агентов в пласты Г и Д, являющихся основными объектами разработки. В продуктивной толще выделены от 1 до 9 пропластков-коллекторов с эффективной суммарной толщиной от 5 до 16 м в пласте Г, а в пласте Д—от 1 до 3 прослоев-коллекторов с эффективной суммарной толщиной от 2 до 6 м. Нагнетательные скважины проектировались на каждый пласт отдельно, а эксплуатацию предлагалось вести пластов Г и Д совместно.

Всего по проекту на опытных промыслах должно быть пробурено 738 скважин разного назначения.

Принят проектный темп закачки воздуха  $3000 \text{ м}^3/\text{сут}$ , а теплоносителя и воды  $10 \text{ т}/\text{сут}$  на 1 м эффективной толщины пласта.

Опытно-промышленные работы по реализации ВВГ были начаты в 1981 году, а ПТВ—в 1982 году.

Разработка опытных участков с применением термических методов воздействия на пласт оказалась в целом эффективной и позволила обеспечить высокие темпы выработки вовлеченных в разработку запасов нефти.

В процессе опытно-промышленных работ было установлено, что охват пласта термическим воздействием оказался ниже, чем было принято в технологической схеме, вследствие сильной вертикальной неоднородности пласта. Из-за отставания в обустройстве и отсутствия достаточного количества парогенераторной техники не были достигнуты

проектные уровни по добыче нефти и объемы закачки рабочих агентов и проектные показатели технологий ВВГ и ПТВ.

На основании результатов опытно-промышленных работ на участках ВВГ и ПТВ в 1984 году была составлена «Технологическая схема разработки месторождения Каражанбас с применением термических методов» для промышленного освоения и расширения технологии паротеплового воздействия и влажного внутрипластового горения.

Были выделены три основных эксплуатационных объекта: I–пласты А, Б, В (базисный А); II–пласты Г и Д (базисный Г) и III–пласты Ю-I и Ю-II (базисный Ю-I). На каждом эксплуатационном объекте была предусмотрена линейная трехрядная система расположения скважин с равными расстояниями между рядами и скважинами в рядах–150 м. Между двумя рядами нагнетательных скважин располагаются три ряда добывающих скважин. В качестве основной технологии была принята технология создания тепловых оторочек за счет влажного внутрипластового горения и паротеплового воздействия с последующим их перемещением ненагретой водой.

Анализ геолого-промысловых данных позволил установить, что не все участки месторождения пригодны для применения тепловых методов. Ограниченность применения тепловых методов связана с малой нефтенасыщенной толщиной продуктивных пластов, а также значительной зональной и послойной неоднородностью пластов по проницаемости.

Низкая эффективность существующей системы разработки на части площади связана со следующим:

- закачка ведется не на всех участках и не во все пласты, отмечаются прорывы нагнетаемого агента в добывающие скважины, при которых нагнетаемый агент не совершает никакой полезной работы как по вытеснению нефти, так и по влиянию на энергетическое состояние залежи;

- не изучен охват воздействием по мощности и не проводятся исследования по изучению интервала поступления воды в добывающие скважины;

- не проводятся работы по изоляции пластовой воды в высокодебитных и высокообводненных скважинах;

- не учитывается экономическая сторона добычи огромных объемов жидкости при минимальном содержании в ней нефти (а такие объемы жидкости необходимо не только добыть, но транспортировать, подготовить, утилизировать попутную воду, затратить средства на ремонт скважин, смену насосов и т.д., что при добыче 1 тонны нефти на 100 м<sup>3</sup> воды неэффективно);

- отмечается неудовлетворительное техническое состояние скважин и значительный (выше норматива) фонд простаивающих скважин;

- не совершенна техника эксплуатации скважин одновременно из нескольких продуктивных пластов и горизонтов;

- отсутствует достаточное количество исследований по охвату выработкой пластов в скважинах, эксплуатирующих несколько пластов.

Указанные недостатки снижают эффективность разработки как технологической, так и экономической.

Применение термических методов воздействия на новой территории месторождения без учета опыта разработки на старой территории может привести к низкому КИН, добыче огромного количества высокообводненной продукции и, соответственно, к снижению рентабельности разработки.

Рекомендации по улучшению системы разработки:

- необходима оценка экономической эффективности продолжения эксплуатации высокообводненных скважин. В случае отсутствия экономического эффекта от эксплуатации таких скважин целесообразно перевести их в бездействующий фонд с последующим принятием решения по изоляции водопритока, переводу на вышележащий объект или изменению назначения скважины, например перевод под нагнетание и др.;

- целесообразно обследовать техническое состояние добывающих и нагнетательных скважин (целостность колонны, качество цементации) в случае неудовлетворительного состояния – проведение ремонтно-изоляционных работ;

- в нагнетательных скважинах снять профили притока для определения работающих интервалов. На основе полученной информации путем корреляции пластов определить обводненные интервалы в добывающих скважинах;

- в добывающих скважинах при совместном вскрытии нескольких пластов в случае невозможности определения интервалов обводнения по ГИС – необходимо провести исследования скважин на приток последовательно изолируя нижние продуктивные пласты, начиная с верхних. Например, первоначально изолировать пласты Б+В+Г+Д и исследовать А, затем изолировать В+Г+Д и исследовать А+Б и т.д.;

- целесообразно разукрупнить объекты разработки. Рекомендуется проводить эксплуатацию пластов как правило, отдельно, а совместно – лишь при условии незначительных различий по коллекторским свойствам. Возможно, при таких условиях наибольший эффект будет достигнут при изоляции одного пласта и бурении скважины дублера для эксплуатации другого пласта или бурении скважины в междурядье;

- целесообразно проведение работы по закачке индикаторов для определения направления движения закачиваемых вод и изучения добывающих скважин, охваченных влиянием заводнения;

- для вовлечения в разработку дополнительных запасов нефти необходимо изменить гидродинамический режим фильтрации. Решить эту задачу можно с помощью регулирования заводнением: изменение направления фильтрационных потоков, перевод под закачку части добывающих скважин или бурение новых скважин и остановка ранее действующих нагнетательных скважин; перевод под закачку добывающих скважин, в которых перфорирован один пласт и произошел прорыв нагнетаемой воды;

- целесообразно в нагнетательных скважинах использовать закачку гелей для увеличения охвата заводнением зон и блокирования прорыва воды и пара по высокопроницаемым, промытым зонам пласта.

Поскольку объекты разработки имеют высокую неоднородность, то заводнение залежей предлагается осуществлять циклическим способом, т.е. создавая периодические изменения расхода жидкости на забоях нагнетательных и добывающих скважин. Это обеспечит колебания пластового давления и, соответственно, межслойные перетоки нефти в зонах активного дренирования.

**В пятой главе дано обоснование современной технологии извлечения высоковязкой нефти без применения тепловых методов добычи высоковязкой нефти.**

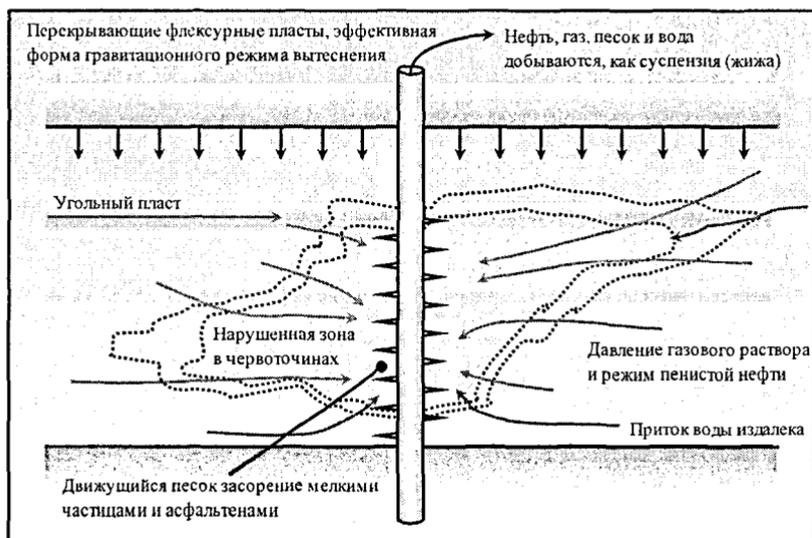
Мировые выявленные геологические ресурсы тяжелых нефтей оценивают в 700 млрд.тонн. Это соизмеримо с мировыми запасами обычной нефти, учитывая низкую нефтеотдачу извлечения тяжелой нефти при традиционных способах добычи. Расходы на добычу тяжелой нефти, ее транспортировку, переработку значительно выше, чем традиционной.

Несмотря на то что тепловые методы при современном уровне развития технологии нефтевытеснения и уровне цен на мировом рынке признаются предпочтительными для добычи тяжелой нефти, затраты на их реализацию остаются высокими, а во многих случаях делают ее добычу нерентабельной.

В последние годы в мире возрос интерес к разработке залежей, содержащих высоковязкую тяжелую нефть, на естественном режиме без применения тепла. Относительно высокие коэффициенты извлечения нефти (более 20%) из залежей высоковязких тяжелых нефтей связывают с применением метода *низкотемпературной (холодной) добычи тяжелой нефти с песком - НТДТПП* (англ. - *Cold Heavy Oil Production with Sand - далее CHOPS*).

Метод CHOPS предусматривает разработку залежей тяжелой высоковязкой нефти на естественном режиме растворенного газа без применения тепла. Колыбелью метода CHOPS является Канада (рисунок 3).

Схема процесса технологии низкотемпературной добычи тяжелой нефти с выносом песка



Изучение мирового опыта добычи высоковязкой нефти на месторождениях-аналогах (Венесуэла, Оман, Китай и др.) позволило автору провести их анализ с целью выбора и рекомендации технологии и апробации с учетом особенностей геологического строения и физико-химических свойств нефтей на месторождении Каражанбас.

Опытный участок для испытания метода был организован на востоке месторождения Каражанбас. Выбор опытного участка был осуществлен на основании следующих критериев:

- опытный участок расположен на расстоянии около 4 км от разбуренной части месторождения, на которой применяется паротепловое воздействие, что исключает его влияние на скважины опытного участка;
- положение южной границы участка выбрано в соответствии с критериями применения метода СНOPS: расстояние до ВНК должно быть не менее 800 м;
- по физико-химическим свойствам нефти и фильтрационно-емкостным характеристикам пород-коллекторов выбранный участок соответствует критериям применения нового метода, а именно: нефть, насыщающая залежи месторождения Каражанбас, является высоковязкой, смолистой, пласты-коллекторы представлены низкопроницаемыми породами;

- геолого-физическая характеристика пород-коллекторов выбранного опытного участка не отличается от средних параметров, принятых в целом для залежей объектов разработки на других участках месторождения, что позволит корректно провести анализ и сравнение применения нового метода;

- залежи выбранного участка не испытывали никакого воздействия, поэтому есть возможность корректно проследить динамику технологических показателей с начала разработки опытного участка.

Метод CHOPS в пределах опытного участка применяется на залежах нефти эксплуатационного объекта II (пласты Г и Д). Месторождение Каражанбас по своим параметрам в основном сходно с канадскими месторождениями-аналогами, которые разрабатываются с применением метода CHOPS как пластовое давление и температура, пористость коллекторов и их нефтенасыщенность, газосодержание пластовой нефти. Однако, наблюдаются некоторые отличия. Залежи нефти месторождения Каражанбас находятся на меньшей глубине, нефть менее тяжелая и менее вязкая. Коллекторы характеризуются меньшей средней проницаемостью, но гидропроводность их выше за счет больших толщин и меньшей вязкости нефти.

В таблице 2 приведено сравнение основных параметров, которые являются определяющими при решении вопроса о необходимости применения метода CHOPS на месторождении Каражанбас. Из сравнения видно, что эксплуатационный объект II месторождения Каражанбас по основным критериям подходит для разработки методом CHOPS. Такие отличительные характеристики как пониженная по сравнению с большинством месторождений-аналогов вязкость нефти, пластовое давление, превышающее гидростатическое, высокие нефтенасыщенность и гидропроводность пород-коллекторов, представленных слабосцементированными терригенными породами, отсутствие газовых шапок должны способствовать эффективному применению метода.

К параметрам, которые могут снизить эффективность применения метода CHOPS на месторождении Каражанбас, следует отнести низкую проницаемость отдельных пластов-коллекторов, их значительную неоднородность, выражающуюся в чередовании пластов, различающихся фильтрационно-емкостными свойствами по разрезу и наличие замещения по площади залежей пластов-коллекторов непроницаемыми породами. Кроме того, на эффективность применения метода CHOPS может повлиять наличие множества разрывных нарушений, ограничивающих области дренирования скважин и возможное нарушение гидродинамической связи залежей с ними (экранирование).

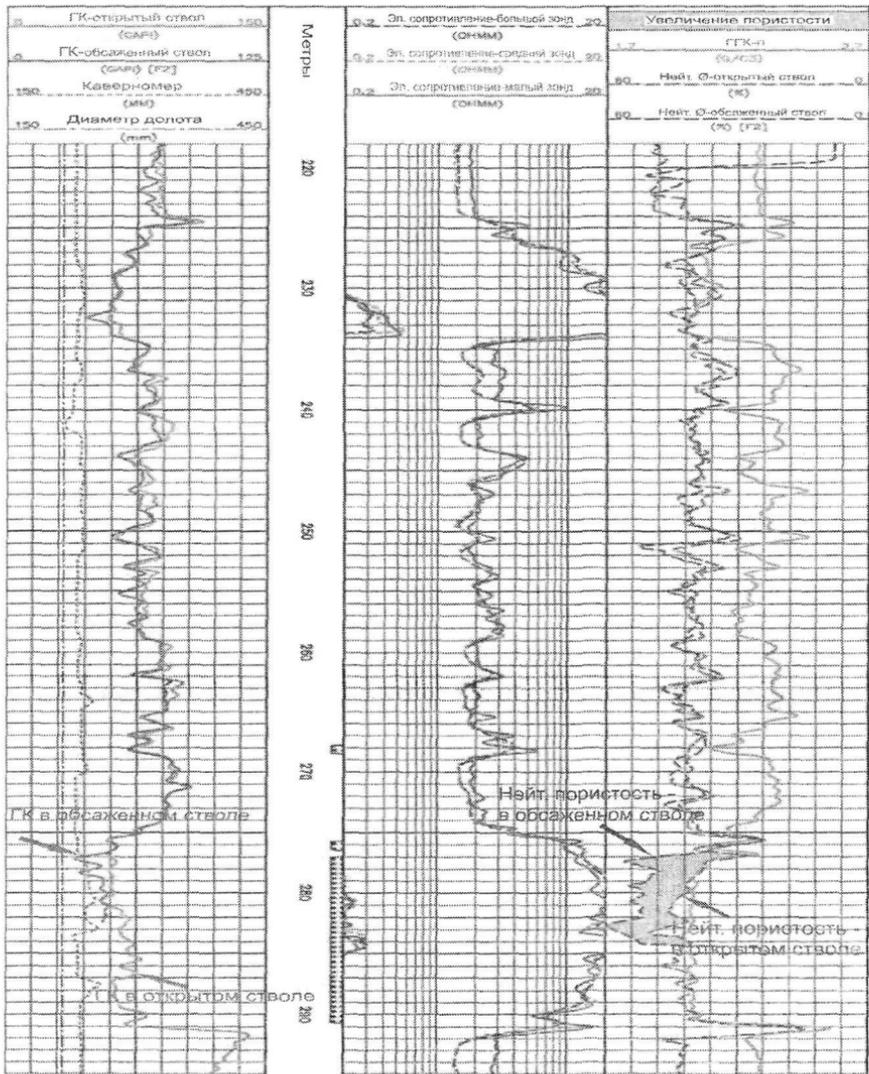
Таблица 2.

Критерии выбора залежей высоковязкой нефти для применения метода CHOPS

Параметры для применения метода CHOPS	Критерии	Параметры II объекта разработки месторождения Каражанбас
Содержание растворенного газа, $\text{м}^3/\text{м}^3$	6-8, как минимум	8,9
Связность пород, кПа	<100	
Давления: пластовое ( $p_0$ ) насыщения нефти газом ( $p_b$ )	$p_0 > 0,75$ гидростат. $p_b > 0,6 - 0,7 p_0$	1,4 Р гидростат. $0,7 p_0$
Проницаемость, Д	>0,5 – <6-8	0,2
Нефтенасыщенность, д.ед.	> 0,75 – 0,85	0,85
Подвижность воды	Низкая	Влияние будет незначительным, т.к. участок ОПР расположен на большом расстоянии от ВНК
Характеристика коллектора	Отсутствие мощных глинистых зон, коэффициент песчанности >90%	Объект разработки методом CHOPS определен с учетом этого критерия
Водоносные зоны	Должны отсутствовать или находиться на расстоянии, обеспечивающим их минимальное влияние на разработку	Участок ОПР расположен в чисто нефтяной зоне II объекта разработки, периферийные скважины расположены на расстоянии более 600 м от внешнего контура нефтеносности
Газовые зоны	Должны отсутствовать	Отсутствуют

По результатам опытно-промышленных работ после применения предложенной технологии эксплуатации скважин с применением метода CHOPS выявлена закономерность изменения и улучшения коллекторских свойств продуктивной толщи в призабойной зоне добывающих скважинах по результатам ГИС, которая способствует увеличению охвата дренированием и дальнейшему эффективному применению вторичных методов разработки. Для иллюстрации приведена диаграмма компенсированного нейтронного каротажа по находящейся на опытном участке скважине (рисунок 4).

Диаграмма компенсированного нейтронного каротажа



Условные обозначения:  
 интервал перфорации

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Построена уточненная геологическая модель уникального нефтяного месторождения Каражанбас. В ее основу положен интегрированный комплекс геологических и нефтепромысловых данных по 2045 разведочным и эксплуатационным скважинам, а также данные сейсморазведки ЗД. Новые геолого-геофизические данные позволили существенно уточнить прежние структурные построения и положения тектонических разломов, геологическое строение западной и восточной периклинальных частей структуры, уточнить литолого-стратиграфическое расчленение и корреляцию среднесюрских и неокомских продуктивных отложений.

Современная геологическая модель месторождения Каражанбас представляет собой крупную брахиантеклинальную складку с углами падения пластов от  $10^\circ$  до  $40^\circ$ , вытянутую в субширотном направлении, имеющую размеры  $30 \times 60$  км с амплитудой порядка 100 м. Структура разбита тектоническими нарушениями на блоки.

Нефтенасыщенные пласты залегают на небольших глубинах (300–500 м), характеризуются сильной неоднородностью, невыдержанностью по толщине и коллекторским свойствам.

Нефти обладают в пластовых условиях очень высокой плотностью и вязкостью, слабой газонасыщенностью и незначительной усадкой.

2. На юго-востоке Каражанбасской структуры выделена перспективная зона для поисков залежей нефти литологического типа в продуктивном горизонте Г, в котором до настоящего времени выделялись только пластовые тектонически-экранированные залежи.

3. Крупномасштабные промышленные эксперименты на месторождении Каражанбас были проведены как с целью апробации и оценки технико-экономической эффективности термических методов воздействия на пласт, нефтеотдачи, так и отработки техники и технологии ВВГ и ПТВ в конкретных геолого-физических условиях. Основные причины недостаточной технологической эффективности вытеснения нефти из продуктивных пластов являлись: невыполнение проектных показателей технологий ВВГ и ПТВ (*объемы рабочих агентов, несоблюдение проектных параметров теплоносителей, сухости пара, низкие коэффициенты эксплуатации оборудования и др.*). Реальное геологическое строение продуктивной толщи неблагоприятно для проявления эффекта теплоносителей (*незначительные нефтенасыщенные толщины, значительная зональная и послойная неоднородность пласта*).

4. Изучение зарубежного и отечественного опыта добычи высоковязкой нефти на месторождениях-аналогах месторождения Каражанбас позволило найти и предложить для

испытания перспективную технологию эксплуатации добывающих скважин на месторождении методом низкотемпературной добычи тяжелой нефти с выносом песка (CHOPS). По результатам апробации метода CHOPS наблюдается изменение и улучшение коллекторских свойств продуктивной толщи.

Представляется, что метод CHOPS на новых участках месторождения Каражанбас может быть применен как в качестве первичного метода разработки месторождения до начала внедрения тепловых методов разработки (ИТВ, закачка пара или горячей воды), так и метода интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи.

#### **Список опубликованных работ по теме диссертации:**

1. Новые данные по стратиграфии нефтеносных отложений месторождения Каламкас//Тезисы докладов IX Всероссийской палеонтологической конференции, 13-17 сентября 1999 г., стр. 53-54, Москва. (Соавторы: К.В. Виноградова, А.А. Цатурова, С.Б. Смирнова).

2. Стратиграфическое расчленение, корреляция и палеогеографические условия формирования юрско-меловой продуктивной толщи месторождения Каражанбас (полуостров Бузачи)//Международное совещание: состояние, перспективы и задачи стратиграфии Казахстана, 16-17 октября 2002 г., стр. 90-92, Алматы.

3. Особенности геологического строения и разработки нефтяного месторождения Каражанбас//Геология нефти и газа, 2. 2003, Москва.

4. Методы повышения эффективности разработки высоковязких нефтей месторождения Каражанбас//Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 8. 2004, Москва, ВНИИОЭНГ, УДК 550.83.017:622.276 (Соавторы: Д. Дорчер, Э. Кубер, Б. А. Ахметулы).

5. Использование сейсмических данных с целью повышения нефтеотдачи Каражанбасского месторождения//Нефть и газ, 1.2006, Алматы (Соавторы: Д. Дорчер, В.В. Полозов, Н.А. Бегова).

6. Стендовый доклад на 12-ом Европейском симпозиуме «Повышение нефтеотдачи пластов» г. Казань, 8-10 сентября 2003 г. Тема доклада «Методы повышения эффективности разработки высоковязких нефтей месторождения Каражанбас».

4

Подписано в печать 05.08.2009 г  
Печать цифровая  
Заказ №343  
Тираж: 100 шт.  
Типография «ФС ПРИНТ»  
ИНН 7726547822  
117105, г. Москва, Варшавское шоссе, д. 16  
(495) 952-68-43  
[www.fsprint.ru](http://www.fsprint.ru)