

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

На правах рукописи

УДК 622.276.43(567)

Саха Сафа Хуссейн

**ОБОСНОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ИСПОЛЬЗОВА-
НИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЕЙ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ КАРБОНАТНЫХ
ПЛАСТОВ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ
(НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАЯРА - ИРАК)**

**25.00.17- Разработка • эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений**

АВТОРЕФЕРАТ

**диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук**

Москва-2005

Работа выполнена в Российском государственном университете
нефти и газа имени И.М. Губкина

Научный руководитель: доктор технических наук, профессор
Н.Н. Михайлов

Официальные оппоненты: доктор технических наук, профессор
Г.Е. Малафеев
Кандидат технических наук,
Р.А. Абдулин

Ведущая организация: Институт проблем нефти и газа РАН и
Минобразования РФ

Защита состоится «07» Июня 2005 г. в 15 часов, ауд. 731 на заседании диссертационного Совета Д.212.200.08 при Российском государственной университете нефти и газа имени И.М. Губкина по адресу: Москва, В-296, ГСП-1, 119991, Ленинский проспект, д. 65.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина.

Автореферат разослан «25» Апреля 2005г.

Ученый секретарь
диссертационного Совета,
д.т.н., профессор

 Б.Е. Сомов

Общая характеристика работы

Актуальность темы диссертационной работы

Ирак является одной из крупных нефтедобывающих стран мира, на его долю приходится 16,47 млрд.т запасов нефти. В строении продуктивных пластов месторождений Ирака преобладают карбонатные породы. В направлении с севера на юг Ирака они замещаются на терригенные отложения. Продуктивные горизонты наиболее крупных месторождений Ирака (Киркук, Бай-Гассан, Джмбур, Айн-Зала, Каюра, Нсфт-Хана и др.) приурочены к известнякам, т.е. к сложнопостроенным коллекторам, насыщенным высоковязкой нефтью.

Мировая практика разработки месторождений высоковязких нефтей и опыт России показывают, что одним из перспективных направлений разработки этих коллекторов являются тепловые методы. Совершенствование существующих и создание более эффективных технологий добычи с использованием тепловых методов для нефтяной промышленности Ирака является важной задачей. При рассмотрении новых методов разработки месторождений высоковязких нефтей главным критерием их применимости является получение высоких коэффициентов нефтеизвлечения с меньшими материальными затратами.

Соответственно обоснование применимости и совершенствование существующих тепловых методов разработки месторождений повышенной и высокой вязкости нефти в сложнопостроенных карбонатных коллекторах месторождений Ирака является актуальной научно-технической задачей.

Цель работы: обоснование технологии извлечения высоковязких нефтей на месторождениях Ирака с различными типами карбонатных коллекторов.

Для достижения указанной цели были решены следующие задачи

На примере разработки карбонатных пластов с высоковязкой нефтью месторождения Каюра:

1. Исследована типизация коллекторов с высоковязкими нефтями для условий карбонатных пластов Ирака с целью обоснования эксплуатационных объектов.
2. Изучена эффективность закачки пара и горячей воды для вытеснения нефти из типичных карбонатных пластов месторождения Каюра.
3. Проведено моделирование процесса SAGD (процесс повышения добычи высоковязких нефтей с помощью гравитационных сил), чтобы определить эффект влияния различных параметров резервуара и параметров процесса на эффективность реализации SAGD.

Методы решения

Эффективность извлечения высоковязкой нефти при применении тепловых технологий определялась на базе лабора горных экспериментов по вытеснению нефти, из естественных кернов, отобранных из продуктивных пластов. Эффективность реализации новых технологий определялась путем математического моделирования процессов разработки.

Типизация карбонатных пластов проведена на основные геолого-геофических данных.

Научная новизна работы:

1. Предложена методика типизации коллекторов с высоковязкими нефтями для условий карбонатных пластов Ирака с целью обоснования эксплуатационных объектов.

2. Лабораторными экспериментами по вытеснению высоковязких нефтей паром и горячей водой доказана более высокая теплоэнергетическая эффективность закачки пара по сравнению с закачкой горячей воды. Выявлена более высокая нефтеотдача при вытеснении нефти паром из типичных карбонатных пластов месторождения Каяра.

3. Для месторождения Каяра экспериментально показано, что степень добычи нефти зависит от проницаемости коллектора и его трещиности.

4. Экспериментально показано, что начальное нефтенасыщение пласта слабо влияет на нефтеотдачу.

5. Путём проведения математического моделирования обоснована эффективность термогравитационных технологий добычи высоковязких нефтей с использованием горизонтальных скважин (процесс SAGD) на месторождении Каяра.

Практическая значимость исследования

Заключается в обосновании возможных технологических решений по разработке высоковязких нефтей, в сложнопостроенных карбонатных пластах, залегающих на небольших глубинах, для типичных условий Ирака.

Апробация работы

Основные положения диссертационной работы доложены на:

5-ой научно-технической конференции (Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России), Москва 23-24 января 2003 г.,

6-ой научно-технической конференции и выставке (Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России), Москва 26-27 января 2005 г.

Публикации

По теме диссертации опубликовано 5 статей в материалах научных конференций.

Объем и структура работы

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав и выводов. Общий объем работы составляем 161 страницу, в том числе 18 таблиц, 62 рисунка и списка литературы из 114 наименований.

Работа выполнена на кафедре разработки и эксплуатации нефтяных месторождений РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина.

Автор выражает глубокую благодарность коллективу кафедры, особенно проф. И.Т. Мищенко за поддержку работы и ценные советы.

Автор выражает сердечную признательность своему научному руководителю д.т.н. акад. РАЕН проф. Михайлову Н.Н. за постоянное внимание и неоценимую помощь при выполнении работы.

Краткое содержание работы

Во введении обоснована актуальность темы диссертационной работы, сформулированы цели и задачи исследований.

Первая глава содержит обзор и анализ идей и конструктивных решений в применяемых технологиях добычи высоковязких нефтей. Имеющийся опыт показывает, что обычно природной энергии недостаточно для разработки залежей высоковязких нефтей, а традиционные методы поддержания пластового давления оказываются несостоятельными из-за низкой приемистости пласта. Промысловая реализация известных тепловых методов также связана с решением ряда проблем, главной из которых следует считать оптимизацию коэффициента охвата по площади и разрезу пласта. Решение этой проблемы в большинстве случаев связывается с нестационарным воздействием на пласт.

Известные из патентной литературы технологии разработки залежей высоковязких нефтей отличаются широким разнообразием как по виду источников для прогрева пласта, так и по конкретным способам стимуляции залежей указанными энергоисточниками. Более эффективным считается комплексное воздействие на пласт несколькими разнотипными способами стимуляции, в том числе закачка в пласт теплоносителя или инициирование в пласте горения.

Выявлены различия взглядов на проблему повышения эффективности разработки залежей высоковязких нефтей, что обусловлено изменением в широких пределах физико-технологических свойств пласта и пластовых флюидов.

Приведенная в обзоре систематизация направлена на освещение в возможно более полном объеме существующих концепций по проблеме и может служить отправной точкой для создания новых высокоэффективных технологий. Они заключаются в следующем:

1. Увеличение температуры приводит к существенному увеличению коэффициента вытеснения нефти.

2. Без глубокого изучения особенностей месторождения и существующего уровня развития техники нельзя отдавать предпочтение пару или горячей воде. Все зависит от конкретных условий с учетом экономических показателей.

3. В неоднородном пласте зависимость «нефтеизвлечение — темп закачки теплоносителя» носит экстремальный характер. Поэтому должен существовать оптимальный темп разработки, который обеспечивает максимальное нефтеизвлечение в конкретных условиях.

4. Увеличению нефтеизвлечения тепловыми методами, по сравнению с обычным заводненным, способствуют следующие факторы: снижение вязкости и изменение отношения подвижностей нефти и воды, интенсификация проявления капиллярных процессов, термическое расширение пластовой системы.

5. С повышением температуры уменьшается толщина адсорбционного слоя на поверхности поровых каналов, вследствие чего увеличивается проницаемость для нефти.

6. При высоких температурах и перепадах давления резко уменьшается толщина аномального слоя активных компонентов нефти на поверхности породы и снижается гидрофобизация пласта, что положительно сказывается на процессе вытеснения.

Во второй главе дана краткая история развития и состояния нефтяной промышленности Ирака, которая началась с открытия первого нефтяного месторождения в стране - Киркук, когда была пробурена первая добывающая скважина в 1927г., и до настоящего времени.

В строении продуктивных пластов месторождений Ирака преобладают отложения юрского, мелового, палеогенового и неогенового возрастов.

Продуктивные пласты в северной части Ирака представлены известняками свит Киркук, Джедала, Шираниш, Кометан и Камшчука, в северо-западной части-известняками свит Евфрат, Шираниш и Курачине. Самым крупным нефтяным месторождением этого района является Киркук.

Карбонатные пласты месторождений Ирака характеризуются сложным литолого-минеральным составом и смешанным типом пористости. Различия в особенностях внутрипорового строения требуют особого подхода к пластам. Поскольку процессы разработки определяются отличиями абсолютных и фазовых проницаемостей, коэффициентами вытеснения и остаточной нефтенасыщенности, эти отличия должны учитываться в первую очередь при выделении эксплуатационных объектов в массивной толще карбонатных пород с различной структурой.

На объектах Ирака охарактеризованность ядерным материалом фрагментарная и для решения задачи использован комплекс геофизических и гидродинамических исследований скважин. Использовались данные нейтронного, акустического и плотностного каротажа, что позволило дифференцировать емкость карбонатного пласта по значению трещинной пористости.

Использование данного подхода позволило выделить типы карбона вных пластов по особенностям структуры норового нространства и, следовательно, и по эффективности вытеснения. Это учитывалось при обосновании технологий добычи высоковязких нефтей

Дополнительное использование гидродинамических исследований скважин позволило детализировать фильтрационную способность выделенных типов пластов и обосновать их объединение в эксплуатационные объекты.

Для исключения влияния заполнителя норового пространства на точность решения задачи изучения минерального состава разрезов скважины, необходимо выполнять кросс-плот (M-N).

$$M = (\Delta T_{\phi n} - \Delta T_n) / (\delta_n - \delta_{\phi n}) \quad , \quad N = (K_{n-\phi n} - K_{n-n}) / (\delta_n - \delta_{\phi n})$$

Где $\Delta T_{\phi n}$ - интервальное время пробега упругих волн для пластового флюида, ΔT_n - интервальное время для пород, $K_{n-\phi n}$ - нейтронная пористость флюида, K_{n-n} - нейтронная пористость пласта, $\delta_{\phi n}$ - плотность флюида, δ_n - плотность пласта.

На графиках зависимости (M-N), было проведено уточнение минерального состава разрезов скважин (39ка, 40ка, 72ка, 74ка), рис. (1,2,3,4). В результате изучения этих кросс-плотов были установлены типы коллектора Третичной залежи для всех разрезов скважин. Изучение кросс-плота показало, что наибольшая часть пластов расположена в доломитовой области.

В результате изучения кросс-плотов для минеральной идентификации рис. (1), (2), показано, что пласт Аль-джариби состоит из доломитного известняка. Случай в пласте Аль-фурат отличен рис. (3), (4). Здесь окружающая среда в отложениях осадка представлена более или менее чистым доломитом, имеющим общий минеральный состав в интервале пласта Аль-фурат. Влияние глин и ангидрита показано в некоторых разрезах рис. (2) и (3). Особенно значимо влияние наличия ангидрита на кровле пласта Аль-джариби.

Результаты анализа шлама и кернов на пробуренных скважинах, например, (39ка и 40ка) согласуются с минеральным составом, определяемым путем изучения материалов геофизических исследований скважин.

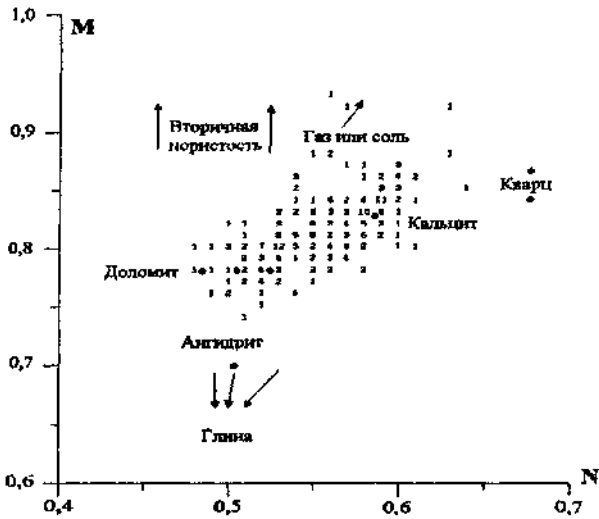


Рис. 1. М-Н кросс плот скважины 39 кв

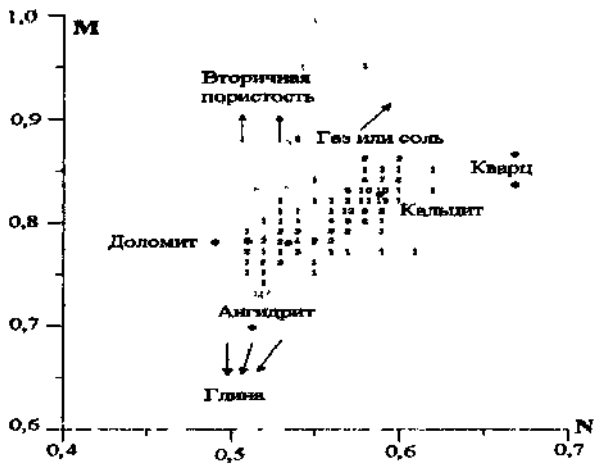


Рис. 2. М-Н кросс плот скважины 40 кв

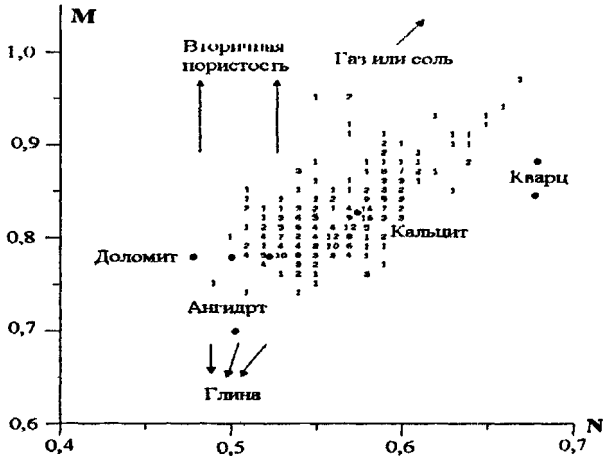


Рис. 3. М-Н кросс плот скважины 72ка

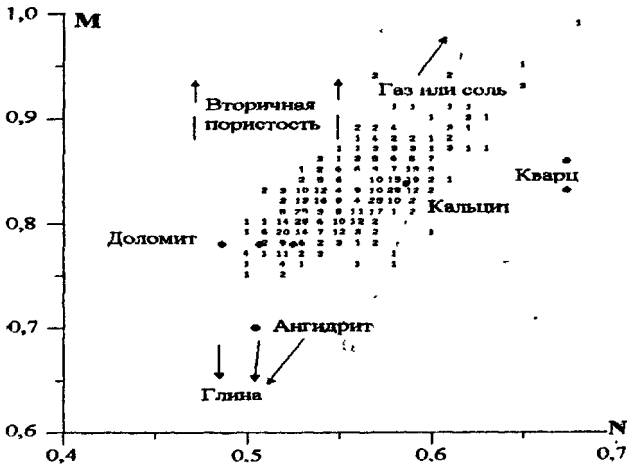


Рис. 4. М-Н кросс плот скважины 74ка

Выделенные типы пластов были использованы при лабораторном и математическом моделировании для обоснования эффективных технологий извлечения высоковязких нефтей.

Третья глава содержит экспериментальные исследования эффективности вытеснения нефти при тепловом воздействии, которые были проведены для продуктивных отложений пластов Аль-джариби и Аль-фурат. Исследование проводилось на естественном керновом материале, отобранном при бурении скважины 55 на месторождении Каяра. Из керна были изготовлены цилиндрические образцы параллельно напластованию диаметром 38 мм и длиной 76 мм.

Образцы пород предварительно экстрагировались и сушились до постоянного веса, после чего насыщались под вакуумом моделью пластовой воды месторождения Каяра (раствор NaCl, 12 г/л и CaCl₂, 3 г/л). Остаточная водонасыщенность в образцах породы создавалась методом центрифугирования индивидуально для каждого образца.

Модель пласта собиралась из 6 образцов пород (3 образца из пласта Аль-джариби и 3 образца из пласта Аль-фурат) с проницаемостью от 97,61 до 395,41 мД. После сборки модели пласта образцы пород донасыщались нефтью под вакуумом с последующей прокачкой 3 поровых объемов воды при пластовых условиях: $P = 3,9$ МПа и $T = 32^\circ$ С. Таблица 1 показывает свойства сырой нефти месторождения Каяра.

В исследованиях использовалась дегазированная нефть месторождения Каяра разбавленная керосином до вязкости 262 мПа.с, равной вязкости нефти в пластовых условиях.

Были проведены 2 серии экспериментов - вытеснение нефти паром ($T = 244^\circ$ С) и вытеснение нефти горячей водой ($T = 100^\circ$ С).

Рисунок 5 показывает схематическое изображение лабораторной системы нагнетания пара и горячей воды. Он изображает элементы данной системы, которые используются при проведении экспериментов с закачкой водяного пара и горячей воды. Это кернодержатель (8), генератор горячей воды и пара (7), резервуар приема воды под постоянным давлением, насосы (4-6), поддерживающие постоянный напор, регулятор давления и печь для нагрева камеры и поддержания постоянной температуры.

Эксперименты нагнетания паром проводились при температуре 244° С и постоянном давлении 3,9 МПа. Рисунок 6 показывает связь текущей нефтеотдачи с временем, рисунок 7 показывает связь между водонефтяным фактором в керне с временем, рисунки 8 показывают связь между обводненностью продукции и временем.

Таблица 1 свойства сырой нефти месторождения Каяра

Плотность	965,9 Кг/м ³
Абсолютная вязкость при температуре 32°С	262 мПа.с
Массовый остаточный углерод	6,1%
Массовое содержание асфальта в нефти	18,94%
Массовая доля серы в нефти	8,61%
Массовая доля содержания золы в нефти	0,01%

Геолого- физические свойства моделей пластов приведены в табл. 2 и 3.

Таблица 2 Свойства кернов и процент добычи нефти /закачка пара/.

№ образца	Глубина м	Пористость %	Проницаемость мД	Нефтенасыщенность %	Нефтеотдача %	формация
А	196,70	33,6	119,24	0,487	71,94	Аль-джариби
Б	201,68	34,3	97,61	0,542	61,44	Аль-джариби
В	206,64	33,1	139,61	0,634	78,40	Аль-джариби
Г	261,01	11,9	395,41	0,725	86,50	Аль-фурат
Д	281,66	26,9	208,56	0,834	71,84	Аль-фурат
Е	250,85	21,2	250,80	0,707	59,91	Аль-фурат

Таблица 3 Свойства кернов и процент добычи нефти /закачка горячей воды/

№ образца	Глубина м	Пористость %	Проницаемость мД	Нефтенасыщенность %	Нефтеотдача %	формация
А	196,70	33,6	119,24	0,505	66,89	Аль-джариби
Б	201,68	34,3	97,61	0,538	47,75	Аль-джариби
В	250,85	21,2	250,80	0,537	69,69	Аль-фурат

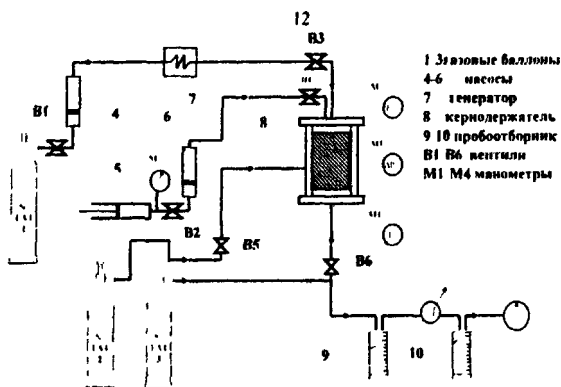


Рис 5 Схема экспериментальной установки для изучения вытеснения нефти паром и горячей водой

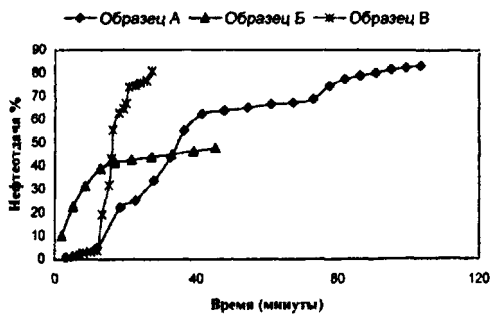


Рис 6 Отношение между нефтеотдачей и временем - эксперименты закачки пара

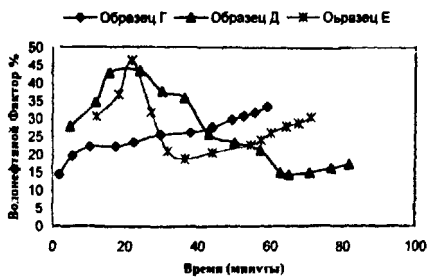


Рис 7 Отношение между водонефтяным фактором и временем - эксперименты закачки пара

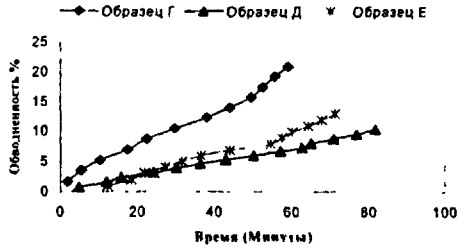


Рис. 8. Отношение между обводненностью и временем - жскремешм шакчки пара

Как показано на рис.9, нефтеотдача с ростом проницаемости от 97,61 до 139,61 мД увеличивается. Из этого рисунка мы можем оценить процент нефтеотдачи. Так как проницаемость пласта Аль-джариби равна 124 мД, ю подставляя по значению мы получили нефтеотдачу, равную 74%.

На рис. К), показана зависимость нефтеотдачи пласта Лль-фура! от проницаемости. Видно, что нефтеотдача с ростом проницаемости от 203,56 до 395,4! мД увеличивается. Из ттой зависимости мы можем также определить нефтеотдачу. Так как проницаемость пласта Лль-фураг равна 340 мД, подставляя тто значение мы определили нефтеотдачу, равную 80,5%.

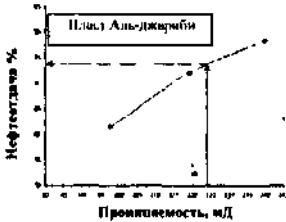


Рис. 9. Зависимость нефтеотдачи пласта Аль-джариби от проницаемости



Рис.10. Зависимость нефтеотдачи пласта Аль-фураг от проницаемости

На рис. 11 и 12 дана зависимость нефтеотдачи от начальной нефтенасыщенности. Видно, что начальное нефтенасыщение не оказывает большого влияния на нефтеотдачу. Так образец (Л), который имеет процент начально! о нефгеиасыщения (48,7), даст нефтеотдачу (71.94%), и образец (Б), который имеет начальную нсфтснасыпщснность в керне (54,2), даст нефтеотдачу (61,44%).

Наблюдаемое различие появляется из за того, что образцы имеют разные проницаемости (119,24; 97.61; 139,61; 395,41; 203,56; 250,8 мД). Таким образом установлено, что начальная нефтснасыщенноаь не является определс-

ляющим фактором для объединения пластов в эксплуатационный объект по эффективности выгнессения нефти теплоносителем.

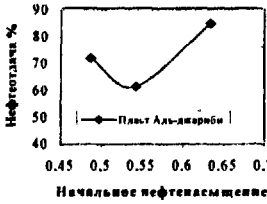


Рис.11. Зависимость нефтеотдачи пласта Аль-джариби от начальной нефтенасыщенности

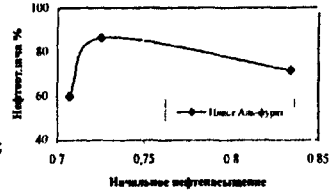


Рис.12. Зависимость нефтеотдачи пласта Аль-фурат от начальной нефтенасыщенности

Эксперименты по закачке горячей воды проводились при температуре 100°C и постоянном давлении 3,9 МПа. Результаты экспериментальных работ показывают повышение добычи нефти за счет понижения ее вязкости.

Рисунок (13) показывает связь нефтеотдачи с временем. Рисунок (14) показывает связь между водонефтяным фактором и временем. Рисунок (15) показывает связь между обводненностью и временем.

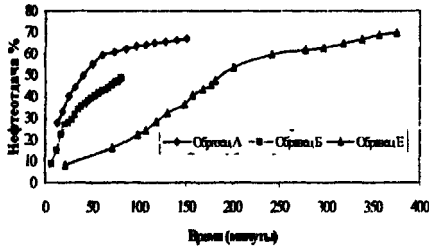


рис.13. Отношение между нефтеотдачей и временем - эксперименты закачки горячей воды

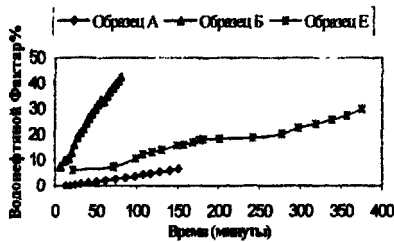


Рис.14. Отношение между водонефтяным фактором и временем - эксперименты закачки горячей воды

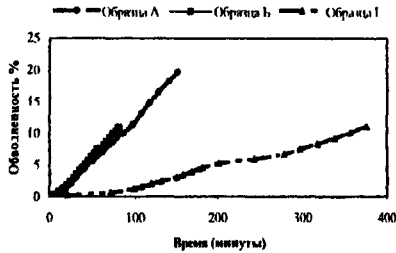


Рис. 15. Отношение между обводненностью и временем – закачка горячей воды

Выводы из этой серии экспериментов

1. Результаты экспериментов нагнетания паром показывают, что нефтотдача увеличивается до 80%

2. Результаты экспериментов нагнетания горячей воды показывают, что уровень вытеснения нефти горячей водой меньше чем при нагнетании паром. Он достигал лишь 61 %

3. Степень добычи нефти зависит от особенностей строения коллектора (проницаемость, состав) и его трещиности.

4. Результаты экспериментов показывают, что увеличение проницаемости приводит к увеличению добычи нефти.

Сравнение результатов экспериментальных исследований по закачке пара и закачке горячей воды для отложений Каяра показало более высокую технологическую эффективность закачки пара.

Четвертая глава посвящена анализу возможностей новых технологий для увеличения добычи высоковязких нефтей горизонтальными скважинами с использованием термогравитационных эффектов.

Месторождение Каяра рассматривается как неоднородный резервуар. Была использована двумерная модель процесса (SAGD) (процесс повышения добычи высоковязких нефтей с помощью гравитационных сил) с парой горизонтальных скважин в неоднородном резервуаре (рис. 16)

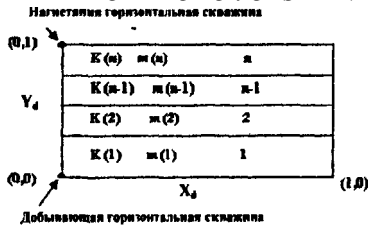


Рис. 16. Двумерная модель процесса (SAGD) с парой горизонтальных скважин в неоднородном резервуаре, где n № пласта, $K(n)$ проницаемость пласта, $m(n)$ пористость пласта.

Описание SACD неоднородной модели [Canadian heavy oil association).

Модель предполагает, «по контакт пар-нефть, который первоначально располагался вертикально, затем распространяется и становится горизонтальным. Поскольку пар введен непрерывно от высшей горизонтальной скважины (инжектор), вектор скорости движения пара перпендикулярен на контакте "пар - нефть". Нагретая паром нефть будет фильтроваться вниз под действием силы тяжести. Модель также включает вычисления тепловых потерь в стволе скважины. Уравнение теплопередачи, материального баланса и уравнение движения жидкости, которые видоизменены для неоднородную пласта, и безразмерная форма дифференциальных уравнений получена для определения дебитов нефти, скорости движения контакта "пар - нефть" и глубины проникновения тепла. Безразмерные геометрические переменные включают: горизонтальное расстояние от добывающей скважины (x_d), вертикальное расстояние от добывающей скважины (y_d), глубина проникновения теплоты (γ_d) и длина по контакту "пар - нефть" (L_d), которые определены следующим образом:

$$x_d = \frac{x}{H} \cdot v_d = \frac{y}{H} \cdot \gamma_d = \frac{Y}{H} \cdot L_d = \frac{L}{H} \quad (1)$$

где H - общая мощность продуктивного пласта

Безразмерная нефтяная область дренажа определена как:

$$Q_d = \frac{Q f(y_d) \bar{K}}{k(y_d) \sqrt{\frac{K K_{rc} g \alpha \Delta S \phi H}{m v_{cn}}}} \quad (2)$$

где Q_d - Безразмерная нефтяная область дренажа, Q - размерная область дренажа, $k(y_d)$, абсолютная проницаемость как - функция V_{cb} , K_{rc} - относительная проницаемость по нефтяной фазе, g - гравитационная постоянная, α - теплопроводность окружающих пласт пород, ΔS является различием между начальной нефти насыщенностью и остаточной нефтеснасыщенностью, V_{cn} - кинематическая вязкость нефти при температуре пара, и K , и Φ - средние проницаемость и пористость.

$$\bar{K} = \int_0^1 k(y_d) dy_d \quad \text{и} \quad \bar{\phi} = \int_0^1 \phi(y_d) dy_d \quad (3)$$

Параметр $f(y_d)$ в уравнении (2) - безразмерная функция неоднородности, определенная как:

$$f(y_d) = \frac{k(y_d) \sqrt{\bar{\phi} / \bar{K}}}{\int_0^1 k(y_d) \phi(y_d) dy_d} \quad (4)$$

μ - кинематическая вязкость нефти. определенная:

$$\mu = \left[v_{cn} \int_{T_1}^{T_2} \left(\frac{1}{v_{cn}} - \frac{1}{v_{cn}} \right) dT \right]^{-1} \quad (5)$$

T_r - температура коллектора, и T_v - температура пара, v_0 - кинематическая вязкость при температуре пласта безразмерный дебит нефти получен, комбинируя уравнения движения жидкости и уравнения материального баланса как:

$$Q_d = \beta \gamma_d f(v_d) \sin \theta \quad (6)$$

где θ - угол, между паровым коактом с юришшалью, и β - безразмерная группа масштабирования для однородной системы.

$$\beta = \sqrt{\frac{k k_r g H}{\alpha \Delta S m v_0 \phi}} \quad (7)$$

$$I = \int_0^1 f(v_d) dv_d \quad (8)$$

Новая группа масштабирования δ определена для гетерогенного резер-

безразмерное время (t_d) определено как:

$$t_d = \frac{Q_d t}{\phi \Delta S Q_d H^2} = \frac{\delta x}{H} t \quad (9)$$

Нестационарное уравнение проникновения теплоты дается.

$$\frac{\partial \gamma_d}{\partial t_d} = \frac{2}{\pi \delta} \left[1 - \delta u_d \right] \quad (10)$$

где u_d - скорость изменения контакта пара с нефтью, данная:

$$u_d = \frac{\partial Q_d}{\partial t_d} \quad (11)$$

Уравнения материального баланса в безразмерном виде:

$$\left[\frac{\partial Q_d}{\partial v_d} \right]_{v_d} = \left[\frac{\partial x_d}{\partial t_d} \right]_{t_d} \quad (12)$$

$$\left[\frac{\partial Q_d}{\partial x_d} \right]_{x_d} = \left[\frac{\partial v_d}{\partial t_d} \right]_{t_d} \quad (13)$$

Контакт "пар - нефть" рассматривается как вертикальный первоначально (то есть. $\theta = 90^\circ$) и имеет небольшое отклонение

Алгоритм вычисления

Чтобы начать процесс вычисления, необходимо принять, что выбор начального u_d не влияет на окончательное решение Шаги, вовлеченные в вычисления для каждого раза следующие:

I Вычислить безразмерную норму дренажа Q_d для каждого элемента в уравнении(6)

2. Вычислить изменение в расходе, и получить каровую скорость интерфейса для каждого элемента в уравнении (II).

3. Определить положение поверхности контакта пара для каждого элемента и определить угол θ для каждого элемента в уравнении (12) или (13).

4. Вычислить новое проникновение теплоты γ_d для каждого элемента, используя уравнение (10).

5. Повторить шаги (1) - (4) с использованием новых величин θ , γ_d , пока решение не сходится.

Как только решение получено в одном шаге времени, процесс повторен для других шагов во времени.

В таблице 4 дан диапазон свойств для резервуара Каяра, используемый в расчетах.

Результаты Моделирования процесса SAGD

Так как свойства резервуара изменяются значительно в пределах месторождения Каяра, детальное изучение моделирования предпринято, чтобы определить эффект влияния различных параметров резервуара и параметров процесса на эффективность реализации SAGD. Влияние эффектов от изменения этих параметров описано ниже.

Таблица 4

диапазон свойств, для резервуара Каяра

свойство	диапазон
Пористость	11,9-35,1 %
Проницаемость (мД)	98-395
Водонасыщенность	0,166-0,438
Суммарная мощность пластов коллектора (м)	50-100
Температура коллектора (° C)	32
Пластовое давление (МПа)	3,9
Плотность нефти (кг/м ³)	965,9
Вязкость нефти (МПа.с)	262
Газовый фактор (м ³ /м ³)	15-20
Боковое Разделение пластов (м)	15-90
Глубина (м)	260-425

Пористость

Пористость на месторождении Каяра менялась от 11,9 % - до 35,1 %. В расчетах рассмотрена пористость: - 25 %, 32 % и 35 %. Эффект влияния пористости на нефтеотдачу в течении 5000 суток оказался несущественным и различался от 68,2 % для пористости 25 % до 69,1 % для пористости 35%.

Абсолютная проницаемость

Абсолютная проницаемость изменялась в диапазоне от 100 мД до 500 мД. Для эксперимента были выбраны четыре проницаемости, 100, 200, 300, 500 мД, лежащие в диапазоне изменения значения проницаемости в пределах месторождения Каяра. Рис. 17 показывают, что увеличение в проницаемости значительно увеличивает нефтеотдачу и ускоряет добычу нефти. Так для проницаемости 500 мД, процент нефтеотдачи достигает 75,5, а для 100 мД, процент нефтеотдачи достигает только 38,8.

Рис.18 показывает отношение между процентом нефтеотдачи и проницаемостью. Из этого мы можем оценить процент нефтеотдачи. Так как средняя проницаемость пласта Аль-джариби равна 124 мД, подставляя это значение, мы получили нефтеотдачу равную 59,4%.

Для пласта Аль-фурат его средняя проницаемость равна 340 мД, и мы получаем значение нефтеотдачи, равное 71 %.

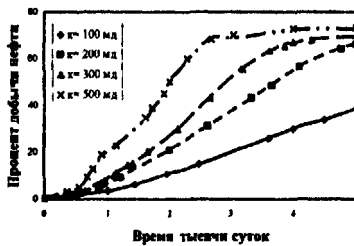


Рис. 17. Влияние проницаемости на процент добычи нефти.

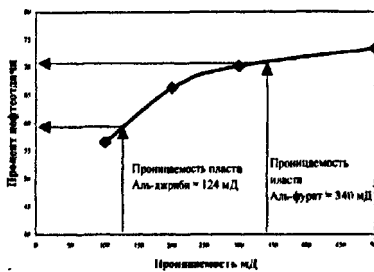


Рис.18. Отношение между процентом нефтеотдачи и проницаемостью

Соотношение вертикальной и горизонтальной проницаемости

Эффект влияния анизотропии на работу SAGO получен в результате изменения отношения вертикальной и горизонтальной проницаемости от 0,5 до 1, Рис. 19 показывает, что увеличение вертикальной проницаемости к горизонтальной от 0,5 до 1 увеличило отношение добытой нефти, но эффект не очень силен. Процент нефтеотдачи для отношения 0,5 был 66,9 и процент нефтеотдачи для отношения 1,0 был 72,5.

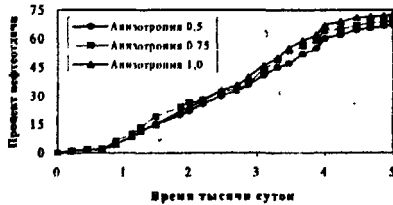


Рис. 19 Влияние анизотропии на процент добычи нефти.

Температура пара

Температура пара изменялась от 293 до 327° С. Рис. 20 показывает, что эффект температуры пара в добыче нефти незначителен. Вообще температура пара должна быть настолько низка, насколько возможно, но ее выбор является зависимым от пластового давления.

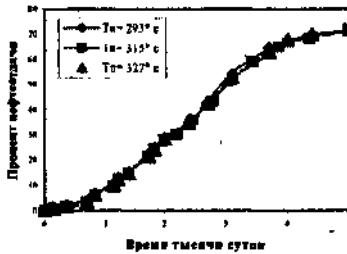


Рис. 20 Влияние температуры пара на нефтеотдачу.

Паросодержание

Паросодержание изменялось от 0,6 до 1,0 (насыщаемый пар). Рис. 21 показывает существенное увеличение в проценте добычи нефти с увеличением паросодержания. 1 (аросодержание 0,6 показало процент добычи нефти в 5000 суток приблизительно 56,9 %, а при паросодержании 1,0 этот показатель был 70%. -

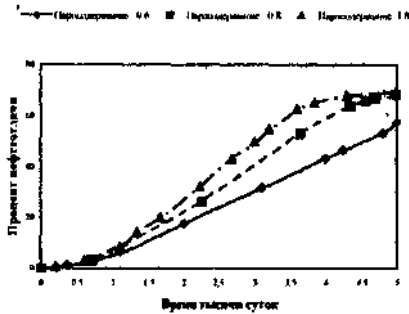


рис. 21 Влияние паросодержания на нефтеотдачу

Скорость нагнетания пара

Скорость нагнетания пара изменялась от 36,25 до 145 т/сут. Рис.22 показывает, что процент добычи нефти за 5000 суток увеличился с 43,8 % для скорости закачки 36,25 т/сут до 71,4 % для скорости закачки 145 т/сут. Желательно иметь высокую приемистость для усовершенствования процесса SAGD.

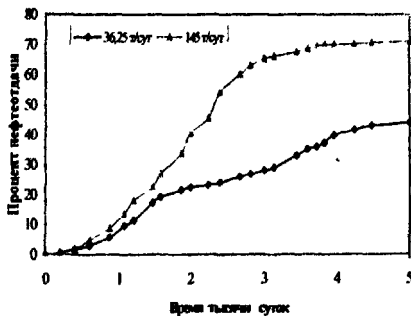


Рис. 22. Влияние скорости нагнетания пара на проценте нефтеотдачи

Оптимальное расстояние между различными скважинами

Горизонтальная добывающая скважина помещена в нижний слой, то есть на 1,5 м выше подошвы резервуара, и положение (позиция) скважины инжектора изменено так, чтобы вертикальный интервал изменялся от 3 м до 24 м (введение в высшем слое). Рисунок 23 показывает, что для интервала 12 м (размещение инжектора в средней точке толщины резервуара дает и са-

мый высокий показатель нефтяной добычи (80,1 % за 5000 суток), в то время как другое размещение скважин дало более низкий показатель. Результаты показывают, что для данного резервуара имеется оптимальный вертикальный интервал и местоположение производителя, и результаты моделирования позволяют проектировать оптимальное размещение скважин на выбранном объекте.

Рис. 24 показывает оптимальное расстояние между различными скважинами.

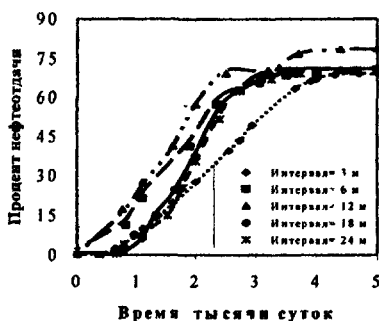


Рис.23. Влияние вертикального размещения скважин на процент нефтеотдачи

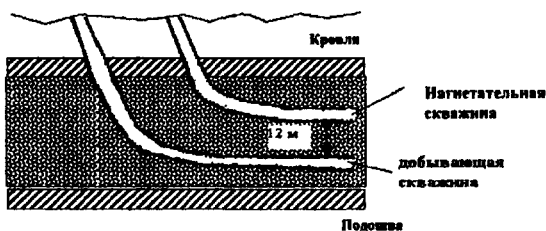


Рис.24. Оптимальное расстояние между различными скважинами на месторождении Каяра

Боковое размещение скважин

Боковое размещение скважин - горизонтальное расстояние между парами горизонтальных скважин (см. рис. 25). Боковое размещение скважин менялось от 15 м до 90 м, и эффект на совокупную нефтеотдачу показан на рисунке 26. Ближкое размещение скважин дает более высокую нефтеотдачу в ранней стадии проекта.

Со временем ситуация меняется и более разнесённое расположение скважин даст большую нефтеотдачу, однако длительность проекта возрастает. Для оптимизации, по предложению проф. И. Г. Мищенко, рекомендована мпоустадийная система БОКОВОИ о размещения скважин. В начальный период использован малый интервал между скважинами. Но мере отработки этот интервал увеличивается (см. Рис. 27). Это позволяет оптимизировать добычу в течении всего периода разработки.

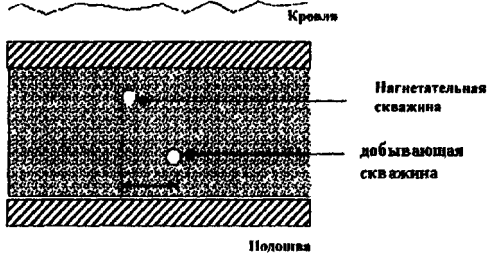


Рис. 25. Боковое размещение скважин

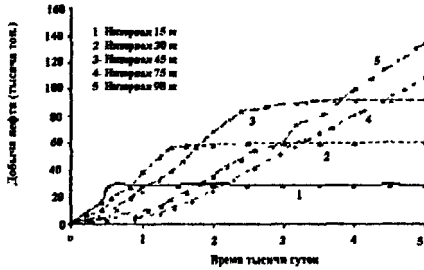


Рис.26. Эффект бокового размещения скважин на совокупной добычи.

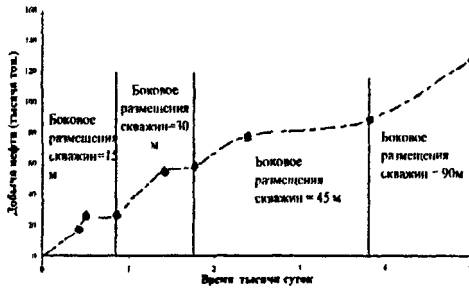


Рис. 27. Оптимальное боковое размещение скважин

Основные выводы

1. В результаты изучения кросс-плотов показывают, что месторождение Каяра состоит из доломитного известняка.
2. Влияние глин и ангидрита отмечено в некоторых разрезах, особенно влияние наличия ангидрита на кровле пласта Аль-джариби.
3. Результаты изучения кросс-плотов показали, что месторождение Каяра является трещинным резервуаром.
4. Проведённые эксперименты с типовыми коллекторами и сравнения результатов экспериментальных исследований закачки пара и закачки горячей воды показали более высокую теплоэнергетическую эффективность закачки пара.
5. Степень добычи нефти зависит от особенностей коллектора и его трещинности.
6. Результаты экспериментов показывают, что увеличение проницаемости приводит к увеличению добычи нефти.
7. Из проведенных исследований установлены максимальные уровни нефтеотдачи для пласта Аль-джариби, равные 74%, и для пласта Аль-фурат нефтеотдачи, равные 80,3%.
8. Начальная нефтенасыщенность слабо влияет на нефтеотдачу.
9. Результаты численного моделирования вытеснения нефти с помощью горизонтальных скважин показывают, что эффект влияния пористости на добычу нефти в течение 5000 суток мал и изменяется от 69% для пористости 25% до 70,2% для пористости 35%.
10. Исследования показывают, что увеличение проницаемости существенно улучшает добычу нефти. В частности, эффект влияния проницаемости на добычу нефти в течение 5000 суток различается от 38,8% для проницаемости 100 мД до 73,5 % для проницаемости 500 мД.
11. Значение нефтеотдачи для пласта Аль-джариби 59,4% при проницаемости 124 мД и для пласта Аль-фурат 71 % при проницаемости 340 мД.
12. Исследования показывают, что имеет место существенный рост добычи нефти с увеличением паросодержания.
13. Нефтеотдача в течение 5000 суток увеличивается с 44% для скорости закачки 36,25 т./сут. до 71,4% для скорости закачки 145 т./сут.
14. Для систем добычи с горизонтальными скважинами на месторождении Каяра оптимальное расстояние между различными скважинами 12м.
15. Исследования показывают, что более близкое размещение скважин в пласте дает более высокую нефтеотдачу в ранней стадии проекта, но нефтеотдача также выравнивается благодаря низкому объему дренажа, имеется возможность оптимизации бокового размещения скважин.

Список работ, опубликованных по теме диссертации

1. Safa H S Detection of naturally fractured reservoirs by using a new technique of well logging. / University of Baghdad - college of engineering / oct. 1988.

2. Safa H. S. Detection of naturally fractured reservoirs by using well test data. / University of Baghdad - college of engineering / oct. 1988.

3. Сахи Сафа Х. Типизация карбонатных пластов для обоснования эксплуатационных объектов месторождений Ирака. / Тезисы докладов 5-ой научно-технической конференция «Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России».- М, изд-во "Нефть и газ" РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 23-24 января 2003 г.

4. Сахи Сафа Х. Экспериментальное изучение эффективности вытеснения нефти теплоносителем для условий карбонатных пластов Ирака. / Тезисы докладов 5-ой научно-технической конференция «Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России».- М., изд-во "Нефть и газ" РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 23-24 января 2003 г.

5. Сахи Сафа Х. Обоснование технологии добычи высоковязких нефтей из карбонатных пластов месторождении Ирака. / Тезисы докладов 6-ой научно-технической конференция и выставка «Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России».- М., изд-во "Нефть и газ" РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 26-27 января 2005 г.

Соискатель



Сахи Сафа Х

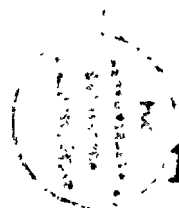
Заказ *280*

Тираж *120*

Отдел оперативной полиграфии
РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина

25.00

19 МАИ 2005



1294