

УДК 622.276.65

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ТЕПЛОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТЫ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УЗЕНЬ

ANALYSIS OF THERMAL EFFECTS TECHNOLOGIES ON HIGHLY VISCOUS OIL DEPOSITS OF THE UZEN FIELD

Березовский Денис Александрович
заместитель начальника цеха,
филиал ООО «Газпром добыча Краснодар»
Каневское газопромислое управление
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

Кусов Геннадий Владимирович
аспирант,
Северо-Кавказский федеральный университет
de_france@mail.ru

Шахмеликьян Менас Георгиевич
студент-магистрант,
институт Нефти, газа и энергетики
Кубанский государственный
технологический университет
menaciche@gmail.com

Кумбе Эдсон Леонел Виторину
студент,
Кубанский государственный
технологический университет
leoneledson@gmail.com

Аннотация. Необходимость учёта характеристик нефтей и пластовых систем при проектировании разработки нефтяных месторождений относится как к залежам высоковязких нефтей, в которых при повышении температуры пласта снижается вязкость и увеличивается подвижность нефтей, уменьшаются внутрипластовые гидродинамические сопротивления, что улучшает приток флюидов к добывающим скважинам, так и к залежам маловязких нефтей, насыщенным парафином. В связи с этим при осуществлении разработки месторождения Узень была проделана огромная работа, применялись различные методы теплового воздействия на пласты высоковязкой нефти. Несмотря на определённые усилия, на данном этапе месторождение разрабатывается очень низкими темпами, обусловленными снижением продуктивности скважин, увеличением простоев скважин и увеличением обводнённости.

Ключевые слова: вытеснение высокопарафинистой нефти; паротепловая обработка призабойной зоны скважин; вытеснение нефти перегретым паром; внутрипластовое горение; сухое внутрипластовое горение; влажное внутрипластовое горение; сверхвлажное внутрипластовое горение.

Berezovskiy Denis Aleksandrovich
Deputy chief of department,
branch LLC «Gazprom mining Krasnodar»
Kanevskoe gas field management
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

Kusov Gennady Vladimirovich
Graduate student,
North-Caucasian Federal University
de_france@mail.ru

Shakhmelikyan Menas Georgiyevich
Undergraduate student,
Institute of Oil, Gas and Energy
Kuban state technological university
menaciche@gmail.com

Cumbe Edson Leonel Vitorinu
Student,
Kuban state technological university
leoneledson@gmail.com

Annotation. The need to take into account the characteristics of oils and reservoir systems in the design of oilfield development refers to both deposits of high-viscosity oils in which viscosity increases and the fluidity of the oil increases as well as the fluidity of the oil increases, the intra-индекс качества сэмпл-материалов по по решению производственных задач: □ ducing wells and to deposits of low-viscosity Oils saturated with paraffin. In connection with this, during the development of the Uzen field, a great deal of work was done, various methods of thermal impact on high-viscosity oil layers were applied. Despite some efforts, at this stage the deposit is being developed at a very low rate, due to a decrease in well productivity, an increase in downtime and increased water cut.

Keywords: displacement of highly paraffinic oil; steam-heat treatment of bottom-hole well zone; displacement of oil by superheated steam; in-situ burning; dry in-situ burning; wet in-situ burning; super-wet in-situ combustion.

Месторождение Узень расположено в южной степной части полуострова Мангышлак, известной в геологической литературе как Южно-Мангышлакский прогиб (рис. 1).

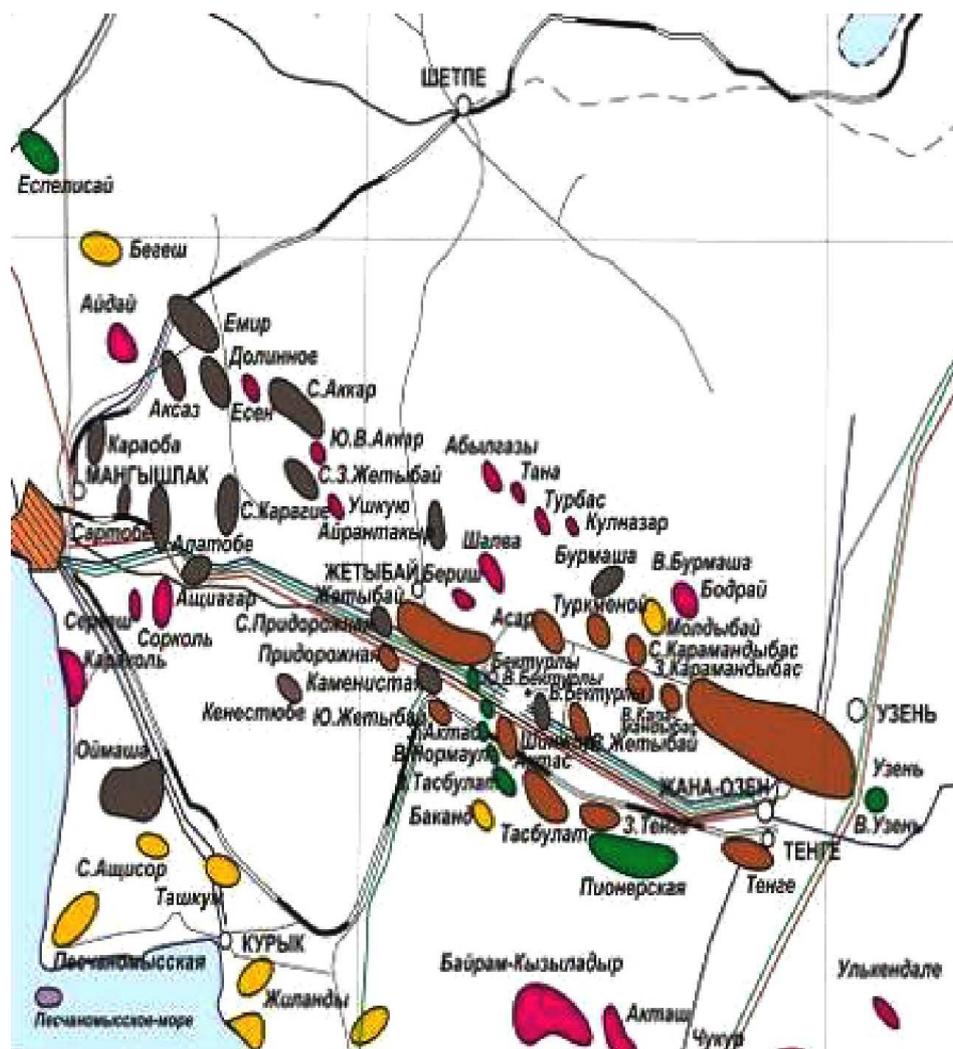


Рисунок 1 – Обзорная карта района

В административном отношении территория месторождения входит в состав Мангистауской области Республики Казахстан.

Месторождение Узень открыто в 1961 году и введено в разработку в 1965 году согласно Генеральной схеме разработки месторождения. 10 июля 1965 года первый эшелон узеньской нефти был отгружен и отправлен по только что построенной ветке железной дороги Макат – Актау – Узень, вдохнувшей жизнь в этот оторванный от промышленных центров край. Здесь была сооружена уникальная система внутривидового сбора и транспортировки нефти.

За 2 года был построен большой магистральный нефтепровод Узень – Актау – Самара протяженностью в 1450 км. Наличие транспорта ещё больше оживило добычу. За пять лет добыча нефти в регионе поднялась с 330 тыс. тонн в год (1965 год) до 10,4 миллиона тонн (1970 год). В 1977 году уровень добычи нефти этого сырья по всему Казахстану равнялся 23,3 миллиона тонн в год. Из них 16 миллионов давал только Узень.

Летом 2012 года накопленная добыча достигла 300 млн. тонн нефти. В настоящее время после 40 лет эксплуатации состояние нефтедобычи на месторождении Узень характеризуется как стабильное, с перспективой дальнейшего роста добычи.

С 1997 года реализуется проект реабилитации блока 3А, финансируемый за счёт кредита Всемирного банка в \$ 109 млн. Основной целью является экспериментальное восстановление блока 3А и последующее использование опыта на всё месторождение в целом. По прогнозу, полученному на основе расчётов экспертов Всемирного банка, в результате планомерной реконструкции производственной инфраструктуры месторождения Узень можно довести годовую добычу нефти до 7 млн тонн. В данное время разработкой месторождения занимается АО «УзеньМунайГаз».

На месторождении работа подземного оборудования на скважинах осложнена асфальто-смолисто-парафинистыми отложениями (АСПО), а также отложениями солей и механических примесей. Предприятием проводится значительный объем ПРС для поддержания фонда скважин, эксплуатирующегося в осложнённых условиях в работоспособном состоянии.

Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин

Основными осложняющими факторами на месторождении являются парафино-солеотложения в призабойной зоне скважин, в подземном и наземном оборудовании.

Мероприятия по предупреждению и борьбе с парафиноотложениями

Осложнения от парафиноотложений определяются аномальными свойствами нефтей продуктивных горизонтов месторождения, состоящие в следующем:

- высокое содержание в нефти растворённого парафина (до 25 %) и асфальто-смолистых веществ (до 18 %);
- температура насыщения нефти парафином равна или близка начальной пластовой температуре;
- небольшая разница в своде структуры между давлением насыщения нефти газом и начальным пластовым давлением;
- при снижении температуры пласта ниже температуры насыщения нефти парафином в пористой среде пластов-коллекторов из нефти может выделяться парафин.

Нефти с такими свойствами при определённых термобарических условиях приводят к запарафиниванию нефтепромыслового оборудования и застыванию нефти в выкидных трубопроводах, что осложняет технологические процессы добычи нефти.

Анализ осложнений, связанных с парафинизацией призабойной зоны скважин и подземного оборудования

На месторождении в 2010–2011 гг. в целях предотвращения парафиноотложений в призабойной зоне и в подземном оборудовании скважин проводились опытно-промысловые испытания ингибиторов парафиноотложений.

Для борьбы с парафиноотложениями в призабойной зоны скважин и подземного оборудования проводились опытно-промысловые испытания ингибитора парафиноотложений «Дисперсоген V-4451» фирмы «Clariant GmbH» (Германия) с 17 по 21 декабря 2013 года испытания ингибитора парафиноотложений «Дисперсоген V 4451» проводились в соответствии с утверждённой рабочей программой и временной технологической инструкцией путём закачки в добывающие скважины.

При проведении технологии непрерывной подачи ингибитора «Дисперсоген V-4451» межочистной период (МОП) увеличился с 54 до 99 суток. При технологии периодической подачи произошло незначительное увеличение МОП.

Результаты проведённого анализа недостаточны для выдачи конкретных рекомендаций по применению ингибитора парафиноотложений «Дисперсоген V-4451». Поэтому работы по поиску экономически выгодного ингибитора парафиноотложений были продолжены.

На 10 добывающих скважинах ЦДНГ-1 были проведены испытания диспергатора парафина «Прошинор АП 07» французской фирмы «СЕКА», разработанного для обработки сырой нефти (табл. 1).

Реагент «Прошинор АП 07» снижает рост кристаллов парафина, разрушает эмульсию, снижает температуру застывания нефти.

Ингибитор закачивался в межтрубное пространство дозировочным насосом из расчёта 250–300 г/т нефти. Подача реагента дозировочным насосом или с помощью капельницы устанавливается в соответствии с суточным дебитом скважины.

По результатам осмотра подземного оборудования установлено, что на 5 скважинах МОП в среднем составил 95,6 суток. Скорость отложения парафина составила 0,08 мм/сут. На одной скважине запарафинивание оборудования произошло за 30 суток. Две скважины не принимали реагент.

В 2005 году на скважинах №№ 3344, 1916, 259, 8807 и 7320 в целях удаления АСПО с подземного оборудования при подготовке к ПРС были проведены промывки горячей водой с добавлением ПАВ типа «Рауан-100» с различной концентрацией ПАВ: 0,1 %, 0,2 % и 0,5 % (табл. 2).

Результаты осмотра оборудования после промывки показали, что проделанные работы были эффективными на скважинах №№ 1916 и 259. Положительный результат получен при промывке 2 %-ным раствором ПАВ типа «Рауан-100». Кроме того, на процесс парафинизации оборудования скважин №№ 1916 и 259 оказала влияние эксплуатация скважин в обводнённом режиме, что снижает процесс парафинизации.

Для решения вопроса о дальнейшем применении ПАВ типа «Рауан-100» необходимо продолжить испытания реагента.

В настоящее время на месторождении для обработки призабойной зоны пласта и очистки подземного оборудования от асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО) применяются тепловые методы, в частности, технология обработки скважин горячей нефтью с использованием агрегатов депарафинизаторов модернизированных (АДПМ-12/150 и АДПМ-Хотойл). Устройство АДПМ-12/150, например, представляет собой нагреватель вертикальный, цилиндрический, прямоточный, змеевикового типа для нагрева нефти до температуры плюс 150 °С при давлении до 16 МПа.

Успешность тепловых обработок 68 %. Средняя продолжительность работы скважины с восстановленным дебитом после обработок – 9 сут. Межочистной период 52 сут.

Обобщая изложенное, следует отметить, что на месторождении технология депарафинизации подземного оборудования скважин горячей нефтью представляется наиболее эффективной с использованием модернизированных агрегатов – депарафинизаторов (АДПМ-12/150 и АДПМ-Хотойл).

Анализ осложнений, связанных с парафинизацией наземного оборудования

Парафинизация и застывание в нефти и водонефтяной эмульсии в выкидных трубопроводах существенно осложняют работу скважин, особенно в холодный период года. С увеличением обводнённости добываемой продукции интенсивность парафинизации наземного оборудования несколько снижается. Однако работа выкидных трубопроводов, транспортирующих высокопарафинистую застывающую нефть и вязкую эмульсию, продолжает оставаться ненадёжной.

На месторождении предотвращение застывания нефти и нефтяной эмульсии в выкидных трубопроводах, особенно в холодный период года, решалось путём применения выкидных трубопроводов с тепловой изоляцией и устьевого подогрева. Однако тепловая изоляция, несмотря на её достаточную эффективность, была реализована на ограниченном фонде скважин. В качестве устьевых подогревателей использовались печи, работающие на попутном газе. С увеличением обводнённости содержание попутного газа в продукции скважин снизилось и работа устьевых подогревателей, особенно в самый ответственный холодный период года, оказалась ненадёжной.

Таким образом, необходимость поиска путей эффективной защиты выкидных трубопроводов от застывания в них добываемой продукции остаётся актуальной.

Наиболее эффективным является применение теплоизолированных стальных выкидных трубопроводов или трубопроводов из стекловолоконного материала и устьевого подогрева. Поскольку с увеличением обводнённости продукции содержание в ней попутного газа снижается, в качестве печей устьевого подогрева рекомендуются печи типа ТЭН.

Мероприятия по предупреждению и борьбе с солеотложениями

Отложения неорганических солей в призабойной зоне скважины и нефтепромысловом оборудовании также серьёзно осложняют разработку месторождения.

Отложения солей достаточно сложный и многофакторный процесс, сопровождающийся главным образом изменением физико-химических свойств закачиваемых сред, изменением термобарических условий в скважине и рядом других причин, обусловленных более сложными явлениями, происходящими в пласте.

Неорганические соли интенсивно откладываются в системе внутринефтепромыслового сбора и подготовки нефти. Наиболее отрицательные последствия от солеобразований возникают при добыче нефти на скважинах, эксплуатируемых механизированным способом. Образование в скважинном насосном оборудовании различных отложений приводит к значительным издержкам производства и увеличению себестоимости добычи нефти.

Таблица 1 – Параметры работы скважин, обработанных ингибитором парафиноотложений «Прошинон АД 32К»

ГУ	№ скважины	Горизонт	Режим			Дата ПРС	Параметры работы скважины до обработки			Дата дозирования	Расход, л/сут.
			Q _{жк} , м ³ /сут.	Q _е , %	Q _{тн} , тонн/сут.		дата исследования	H _{блн} , м	P _{мех} , кг		
61	3153	16	20	35	10	27.01.2013	28.01.2013	600	2929	04.02.2013	3,0
	4376	18	15	30	8,8	25.01.2013	27.01.2013	900	2973	04.02.2013	2,5
	7750	17	15	30	8,8	02.02.2013	03.02.2013	750	5067	04.02.2013	2,5
	4071	17	15	35	8,2	29.01.2013	03.02.2013	650	4542	04.02.2013	2,5
	4947	15	20	50	8,0	07.02.2013	07.02.2013	600	2189	08.02.2013	2,0
	6106	16	10	60	3,5	26.01.2013	28.01.2013	200	пк	04.02.2013	1,0
62	4164	17	35	80	5,9	08.02.2013	10.02.2013	250	пнч	10.02.2013	2,0
	3628	16	25	85	3,0	02.02.2013	30.01.2013	150	пк	04.02.2013	1,0
	3161	16	30	45	13	30.01.2013	04.02.2013	450	4916	04.02.2013	3,5
	6017	16	30	50	12	20.01.2013	29.01.2013	650	5240	04.02.2013	3,5

Таблица 2 – Перечень скважин, в которых провели промывку технической водой с ПАВ типа «Рауан-100» перед подъемом П.О.

НП/ГУ	№ скважины	Горизонт	Дебит по технологическому режиму			Дата промывки	Объём воды с ПАВ «Рауан-100»		Дата подъёма ПРС	Состояние оборудования после промывки
			Q _{жк} , м ³ /сут.	Q _{тн} , тонн/сут.	η _е , %		температура, °С	ПАВ, %		
2/89	3344	13	15	8	40	28.08.2014	80	0,1	28.08.2014	НКТ и штанги забиты парафином
2/90	1916	23	15	1	92	26.08.2014	80	0,2	26.08.2014	НКТ и штанги чистые
5/74	259	17	70	6	90	28.08.2014	80	0,2	28.08.2014	НКТ и штанги чистые
2/88	8807	14	50	21	50	01.09.2014	80	0,1	01.09.2014	на НКТ и штангах обнаружено отложение парафина
8/84	7320	14	60	10	80	03.09.2014	80	0,5	03.09.2014	НКТ и штанги забиты парафином

Анализ осложнений, связанных с солеотложениями в призабойной зоне скважин и нефтепромысловом оборудовании, и способов их предотвращения

С целью повышения эффективности эксплуатации скважин с 24.04.2004 г. на месторождении Узень началось внедрение в производство электроцентробежных погружных насосов производства фирмы «Алнас».

Основной проблемой эксплуатации УЭЦН являются отложения солей на сетке газосепаратора, рабочих колёсах насоса и др. На рабочих частях и поверхностях электронасосов образуется осадок, что приводит к нарушению теплообмена и выходу насоса из строя.

По состоянию на 01.03.2014 г. установками центробежных насосов (УЭЦН) по НГДУ-3 оборудована 91 скважина. За период с апреля 2012 года по 01.03.2014 г. 76 % ремонтов от общего числа проведённых ПРС проведено по причине солеотложений. Проведённый анализ показал, что МРП по ним изменяется в широких пределах – от 2 суток (скважина № 3059) до 402 суток (скважина № 5661). Наименьший МРП и наибольшее число преждевременных отказов наблюдается у 15 % скважин.

Работы проводились согласно «Программе научно-исследовательских работ по изучению состава отложений на элементах подземного оборудования УЭЦН и разработка способов их устранения». В соответствии с этой «Программой ...» лабораторией АО «КазНИПИнефть» был выполнен анализ состава отложений, отобранных с узлов насосов.

Химический анализ состава солеотложений, отобранных с различных узлов оборудования, показывает присутствие:

- труднорастворимого сульфата бария в рабочих узлах насоса скважины № 2818;
- карбоната кальция на приёмной сетке скважин №№ 3456 и 1086.

Эффективность от закачки кислотных растворов определялась по изменению дебита скважин. На скважинах №№ 1086, 2088, 5594 и 7237 получено увеличение дебита.

Отсутствие положительного результата на остальных скважинах объясняется тем, что в отложениях присутствуют соли, нерастворимые в соляной кислоте.

Паротепловая обработка призабойной зоны скважин

Величина притока и темпы извлечения нефти, а также производительность скважины в значительной степени зависят от состояния призабойной зоны скважины. Особое значение имеет эффективная проницаемость призабойной зоны пласта. Ввиду радиального притока жидкости в скважину, на единицу площади призабойной зоны приходится наибольшее количество поверхностно-активных компонентов. Снижение проницаемости призабойной зоны может быть обусловлено выпадением содержащихся в нефти парафина и асфальтено-смолистых веществ, а также отложением их на поверхности породы и стенках скважины. Поверхности частиц песка или других пород скелета пласта могут служить такими же центрами кристаллизации, как и шероховатые поверхности стенок насосно-компрессорных труб.

В результате адсорбции поверхностно-активных веществ нефти может изменяться молекулярная природа поверхности и произойти гидрофобизация первоначально гидрофильной породы. Опыты Ф.А. Требина показали, что явление затухания фильтрации с повышением температуры снижается, и при 60–65 °С для большинства нефтей оно почти исчезает. Повышение температуры препятствует также выделению из нефти парафина и асфальтено-смолистых веществ. Указанные факты показывают, что для повышения производительности скважин тепловое воздействие на призабойную зону является одним из важных методов.

Паротепловое воздействие на призабойную зону преследует цель прогрева ограниченной площади пласта, направленного на увеличение продуктивности скважин. При этом улучшаются фильтрационные характеристики, снижается вязкость нефти, изменяется смачиваемость горных пород, увеличивается подвижность нефти, активизируется режим растворённого газа.

Тепловое воздействие на призабойную зону может быть осуществлено путём электропрогрева или закачкой пара. Нагнетание пара в пласт производят в режиме циклической закачки его в добывающие скважины, выдержкой их в течение некоторого времени и последующего отбора продукции из этих же скважин. При данной технологии достигается прогрев нефтесодержащего пласта в призабойной зоне скважин, на-

ряду со снижением вязкости повышается пластовое давление, происходит очистка призабойной зоны от смолистых веществ и восстановление её проницаемости, в результате чего увеличивается приток нефти к скважинам, значительно облегчается подъём продукции по стволу скважины, увеличивается охват пласта вытеснением.

На этапе нагнетания пара в пласт он преимущественно внедряется в наиболее проницаемые слои и крупные поры пласта. Во время выдержки в прогретой зоне пласта за счёт противоточной капиллярной пропитки происходит активное перераспределение жидкостей: горячая вода и пар проникают в менее проницаемые пропластки, вытесняя оттуда прогретую нефть в более проницаемые слои. Технология пароциклического воздействия на пласт заключается в последовательной реализации трёх операций (этапов).

Этап 1. В добывающую скважину в течение двух-трёх недель закачивается пар в объёме 30–100 тонн на один метр эффективной нефтенасыщенной толщины пласта. При этом происходит нагревание скелета пласта, содержащейся в нём нефти, температурное расширение всех компонентов, повышение давления в призабойной зоне. Объём закачиваемого пара должен быть тем больше, чем больше вязкость нефти в пластовых условиях и чем меньше давление в пласте.

Этап 2. После закачки пара скважину закрывают на «паропропитку» и выдерживают для конденсации пара и перераспределения насыщенности в пласте. В этот период происходит выравнивание температуры между паром, породами пласта и насыщающих его флюидов. При снижении давления в зону конденсации устремляется отеснённая от призабойной зоны пласта нефть, ставшая более подвижной в результате уменьшения вязкости при прогреве. В период конденсации пара происходит и капиллярная пропитка – в низкопроницаемых зонах нефть заменяется водой.

Этап 3. После выдержки скважину пускают на режим отбора продукции, при котором эксплуатацию ведут до предельного рентабельного дебита. По мере остывания прогретой зоны пласта в процессе эксплуатации дебит скважины постепенно уменьшается. Этот процесс сопровождается уменьшением объёма горячего конденсата, что приводит к снижению давления в зоне, ранее занятой паром. Возникающая при этом депрессия является дополнительным фактором, способствующим притоку нефти в эту зону.

Эти операции (этапы) составляют один цикл. Фазы каждого цикла, а также объёмы закачки пара (на 1 м эффективной толщины пласта) – величины непостоянные и могут меняться от цикла к циклу для получения максимального эффекта.

При осуществлении паротепловой обработки скважин горные породы действуют как теплообменник и способствуют тому, чтобы тепло, аккумулированное в процессе закачки пара, эффективно использовалось при фильтрации нефти из пласта в скважину. Одновременно при проведении паропрогрева происходит очистка призабойной зоны от парафина и асфальтено-смолистых отложений.

Реакция пласта на циклическую закачку пара в значительной степени зависит от коллектора. В толстых крутопадающих пластах, где преобладающим механизмом вытеснения нефти является гравитационное дренирование, может быть осуществлено 10 циклов и более. В пологих пластах, где добыча осуществляется на режиме растворённого газа, пластовая энергия быстро истощается, ограничивая число циклов обработки паром до 3–5.

На практике период нагнетания пара обычно равен одной неделе, редко – более трёх недель, а период выдержки длится 1–4 сут., иногда больше (в зависимости от характеристик пласта). Последующая добыча с повышенным дебитом может длиться от 4 до 6 месяцев, после чего цикл работ повторяется. Существенным экономическим показателем эффективности пароциклического воздействия является паронефтяной фактор, величина которого не должна превышать 2 т/т.

Прогрев ПЗС производят также с помощью спуска на забой скважины нагревательного устройства – электропечи или специальной погружной газовой горелки. Однако электропрогревом вследствие малой теплопроводности горных пород не удаётся прогреть более или менее значительную зону, и радиус изотермы с избыточной температурой 40 °С, как показывают расчёты и исследования, едва достигает 1 м. При закачке теплоносителя радиус зоны прогрева легко доводится до 10–20 м, но для этого требуются стационарные котельные установки – парогенераторы. При периодическом электропрогреве призабойной зоны в скважину на специальном кабеле-тросе спускают

на нужную глубину электронагреватель мощностью несколько десятков кВт. Повышенные мощности приводят к повышению температуры в зоне расположения нагревателя до 180–200 °С, вызывающее образование из нефти кокса.

Для периодического прогрева ПЗС создана самоходная установка электропрогрева скважин СУЭПС-1200 на базе автомашины повышенной проходимости ЗИЛ-157Е. На машине смонтирована каротажная лебёдка с барабаном и приводом от двигателя автомобиля. На барабан наматывается кабель-канат КТНГ-10 длиной 1200 м с наружным диаметром 18 мм. Кабель-канат имеет три основные токопроводящие жилы сечением по 4 мм² и три сигнальные жилы сечением по 0,56 мм². Скрутка жил обматывается прорезиненной лакотканью и грузонесущей оплёткой, рассчитанной на разрывное усилие кабеля в 100 кН. Вес 1 м кабеля 8 Н. На одноосном прицепе смонтированы автотрансформатор и станция управления от установки для центробежных электронасосов, применяемых при откачке нефти из скважин. В комплект установки СУЭПС-1200 входят три таких прицепа для обслуживания трёх скважин, а также вспомогательное оборудование, состоящее из устьевого ручного подъёмника, треноги блока-баланса, устьевых зажимов кабеля и другого оборудования. Нагревательный элемент имеет три U-образные трубки из красной меди диаметром 11 мм, заполненные плавленной окисью магния. В трубках расположена спираль из нихромовой проволоки (рис. 3). Сверху нагревательные трубки закрыты металлическим кожухом для защиты от механических повреждений. Нагреватель имеет наружный диаметр 112 мм и длину 2,1 м при мощности 10,5 кВт и длину 3,7 м при мощности 21 кВт. В верхней части электронагревателя монтируется терморпара, подключаемая к сигнальным жилам кабеля, с помощью которой регистрируется на поверхности забойная температура и весь процесс прогрева. На устье скважины кабель-канат подключается к станции управления и автотрансформатору, который подсоединяется к промышленной низковольтной (380 В) сети.

Практика использования электропрогрева ПЗС показала, что температура на забое стабилизируется через 4–5 сут. непрерывного прогрева. В некоторых случаях стабилизация наступает через 2,5 сут. (рис. 4).

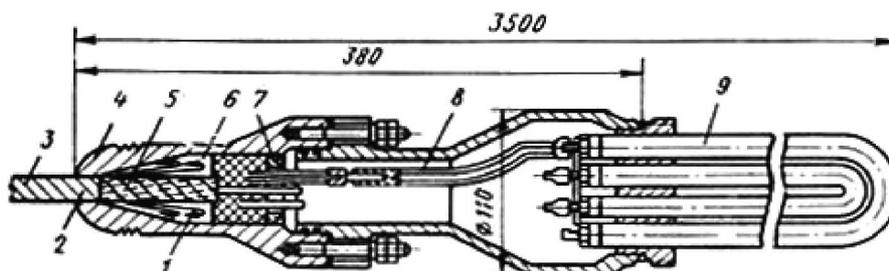


Рисунок 3 – Скважинный электронагреватель:

- 1 – крепление кабеля; 2 – проволочный бандаж; 3 – кабель-трос; 4 – головка нагревателя; 5 – асбестовая оплётка; 6 – свинцовая заливка; 7 – нажимная гайка; 8 – клеммная полость; 9 – нагревательные трубки

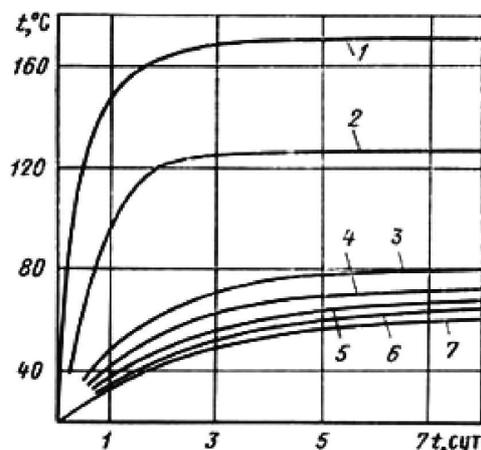


Рисунок 4 – Изменение температуры на забоях скважины во времени при электропрогреве:

- 1 – 21 кВт; 2 – 10,5 кВт; 3, 4 – 21 кВт; 5, 6, 7 – 10,5 кВт
кривые 1, 2 – для скважин Арланского месторождения,
остальные – для скважин Ишимбайского месторождения

Измерения температуры по стволу скважины показали, что нагретая зона распространяется примерно на 20–50 м вверх и на 10–20 м вниз от места установки электронагревателя. Это объясняется конвективным переносом теплоты в результате слабой циркуляции жидкости в колонне над нагревателем. По данным промысловых электропрогревов ПЗС в компании «Узбекнефть» после 5–7-суточного прогрева нагревателем мощностью 10,5 кВт и последующего его отключения температура на забое падает со скоростью примерно 3–5 °С/ч. Поэтому пускать скважину в работу после электропрогрева необходимо без промедления. Эффект прогрева держится примерно 3–4 месяца. Повторные прогревы, как правило, показывают снижение эффективности.

По результатам 814 электропрогревов в компании «Узбекнефть» эффективных было 66,4 %, при этом получено 70,3 тонн дополнительно добытой нефти на одну успешную обработку. По результатам 558 электропрогревов в Башкирии эффективных было 64,7 %, при этом на каждую эффективную обработку получено 336 тонн дополнительной нефти.

При тепловых методах повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) коллектор подогрывается, чтобы снизить вязкость нефти и/или испарить её. В обоих случаях нефть становится более подвижной и её можно более эффективно направлять к добывающим скважинам. Помимо добавочного тепла в этих процессах создаётся движущая сила (давление). Существует два перспективных метода термического ПНП: нагнетание перегретого водяного пара и метод внутрислоевого движущегося очага горения.

Вытеснение нефти перегретым паром

Водяной пар благодаря скрытой теплоте парообразования обладает значительно большим теплосодержанием, чем горячая вода. Если вода при температуре 148,9 °С содержит 628 кДж/кг тепла, то насыщенный пар при той же температуре – 2742 кДж/кг, т.е. более чем в 4 раза. Но это ещё не означает, что пар отдаст пласту в 4 раза больше тепла, чем то же количество воды. Если пластовая температура равна 65 °С, то 1 кг воды, нагретой до 148,9 °С передаёт пласту 356 кДж, а 1 кг пара при тех же условиях – 2470 кДж, т.е. почти в 7 раз больше. Поэтому при помощи пара в пласт можно внести значительное количество тепла в расчёте на единицу веса нагнетаемого агента. Кроме того, при одинаковых условиях 1 кг пара занимает в 25–40 раз больший объём и может вытеснить наибольший объём нефти, чем горячая вода.

При закачке пара в нефтяной пласт используют насыщенный влажный пар, представляющий собой смесь пара и горячего конденсата. Степень сухости закачиваемого в пласт пара находится в пределах 0,3–0,8. Чем выше степень сухости пара, равная отношению массы пара к массе горячей воды при одинаковом давлении и температуре, тем больше у него теплосодержание по сравнению с горячей водой. К примеру, при давлении 10 МПа и температуре 309 °С у влажного пара со степенью сухости 0,6 теплосодержание почти в 1,6 раза больше, чем у горячей воды.

Процесс распространения тепла в пласте и вытеснение нефти при нагнетании в пласт водяного пара является более сложным, чем при нагнетании горячей воды. Пар нагнетают в пласты через паронагнетательные скважины, расположенные внутри контура нефтеносности. Извлечение нефти производится через добывающие скважины.

Механизм извлечения нефти из пласта при нагнетании в него перегретого пара основывается на изменениях свойств нефти и воды, содержащихся в пласте, в результате повышения температуры. С повышением температуры вязкость нефти, её плотность и межфазовое отношение понижаются, а упругость паров повышается, что благоприятно влияет на нефтеотдачу. Увеличению нефтеотдачи также способствуют процессы испарения углеводородов за счёт снижения их парциального давления. Снижение парциального давления связано с наличием в зоне испарения паров воды. Из остаточной нефти испаряются лёгкие компоненты и переносятся к передней границе паровой зоны, где они снова конденсируются и растворяются в нефтяном валу, образуя оторочку растворителя, которая обеспечивает дополнительное увеличение нефти. При температуре 375 °С и атмосферном давлении может дистиллироваться (перегоняться) до 10 % нефти плотностью 934 кг/м³.

При паротепловом воздействии (ПТВ) в пласте образуются три характерные зоны (рис. 5):

- 1) зона вытеснения нефти паром;
- 2) зона горячего конденсата, где реализуется механизм вытеснения нефти водой в неизотермических условиях;
- 3) зона, не охваченная тепловым воздействием, где происходит вытеснение нефти водой пластовой температуры

Указанные зоны различаются по температуре, распределению насыщенности жидкости и механизму вытеснения нефти из пласта. Процессы, происходящие в каждой из этих зон, испытывают взаимное влияние.

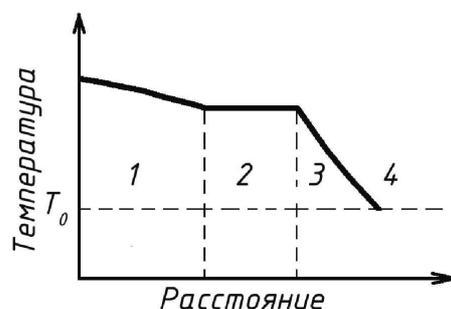


Рисунок 5 – Схема распределения температуры в пласте при нагнетании в него водяного пара;
Зоны: 1 – перегретого пара; 2 – насыщенного пара; 3 – горячего конденсата; 4 – остывшего конденсата

Нагрев пласта вначале происходит за счёт теплоты прогрева. При этом температура нагнетаемого перегретого пара вблизи нагнетательной скважины снижается (в зоне 1) до температуры насыщенного пара (т.е. до точки кипения воды при пластовом давлении). На прогрев пласта (в зоне 2) расходуется скрытая теплота парообразования и далее пар конденсируется. В этой зоне температура пароводяной смеси и пласта будут приблизительно постоянны и равны температуре насыщенного пара (зависящей от давления), пока используется вся скрытая теплота парообразования. Основным фактором увеличения нефтеотдачи здесь является испарение (дистилляция) лёгких фракций остаточной нефти, образованной после вытеснения горячей водой. Размеры её при практически приемлемых объёмах закачки небольшие. В зоне 3 пласт нагревается за счёт теплоты горячей воды (конденсата) до тех пор, пока температура её не упадёт до начальной температуры пласта. В зоне 4 температура пласта снижается до начальной.

Нефть вытесняется остывшим конденсатом при пластовой температуре. Часть теплоты, как и в случае нагнетания горячей воды, расходуется через кровлю и подошву пласта. Кроме того, на распределение температуры влияет изменение пластового давления по мере удаления теплоносителя от нагнетательной скважины. В соответствии с распределением температуры нефть подвергается воздействию остывшей воды, горячего конденсата, насыщенного и перегретого пара. Увеличению нефтеотдачи также способствуют процессы испарения под действием пара нагретой нефти и фильтрации части углеводородов в парообразном состоянии. В холодной зоне пары углеводородов конденсируются, обогащая нефть лёгкими компонентами и вытесняя её как растворитель.

Механизм вытеснения и характер распределения температуры в пласте удобно рассматривать и в обратном к вытеснению направлении (рис. 6).

В зоне 4 фильтруется безводная нефть при пластовой температуре. В зоне 3 температура пласта тоже равна начальной. Вытеснение нефти водой происходит при пластовой температуре. Насыщенность воды в направлении вытеснения постепенно уменьшается до значения насыщенности связанной водой.

Зона 2 – это зона горячей воды. Температура в этой зоне снижается от температуры пара до начальной пластовой. В ней фильтруется горячая вода, нагретая нефть, обогащённая лёгкими фракциями углеводорода, которые образовались из остаточной нефти в зоне пара и вытесняются из зоны конденсации. Здесь вытеснение

нагретой нефти производится горячей водой. В этой зоне повышение коэффициента нефтеотдачи достигается за счёт снижения вязкости нефти, повышения её подвижности, усиления капиллярных эффектов.

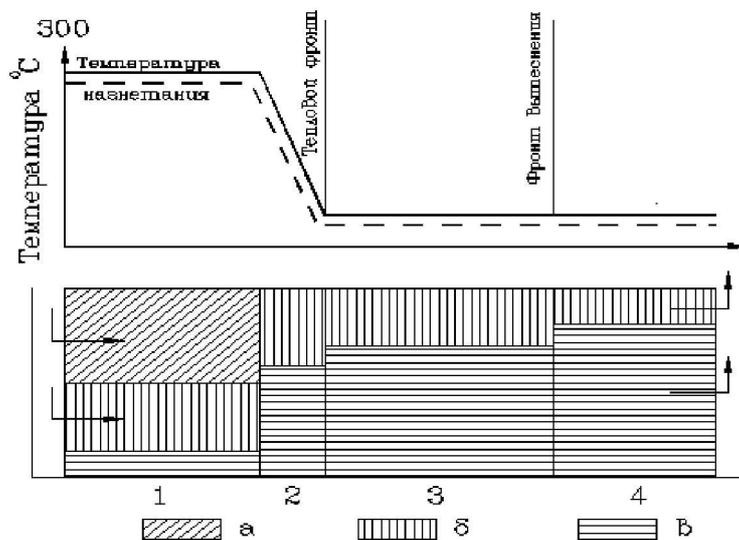


Рисунок 6 – Схема вытеснения нефти паром:
а – пар; б – вода; в – нефть

На участке зоны 2, примыкающей к зоне 1, температура несколько ниже, чем температура парообразования. В этой зоне, размеры которой небольшие, пары воды и газообразные углеводородные фракции из-за охлаждения компенсируются и вытесняются горячей водой по направлению к добывающим скважинам.

Зоны:

- 1 – насыщенного пара;
- 2 – вытеснение нефти горячей водой;
- 3 – вытеснение нефти водой при пластовой температуре;
- 4 – фильтрация нефти при начальных условиях.

Зона 1 – это зона влажного пара, которая образуется вблизи нагнетательной скважины. В ней температура приблизительно постоянна, её значение равно температуре парообразования воды, зависящей от давления в пласте. В этой зоне происходит испарение лёгких фракций из остаточной нефти.

Таким образом, увеличение нефтеотдачи пласта при закачке пара достигается за счёт снижения вязкости нефти, что способствует улучшению охвата пласта воздействием путём расширения нефти, перегонки её паром и экстрагирования растворителем, что повышает коэффициент вытеснения.

Вязкость нефтей, как правило, резко снижается с увеличением температуры, особенно в интервале 20–80 °С. Поскольку дебит нефти обратно пропорционален её вязкости, то производительность скважин может быть увеличена в 10–30 раз и более.

Высоковязкие нефти со значительной плотностью обладают большим темпом снижения вязкости, остаточная нефтенасыщенность их уменьшается более резко, особенно при температурах до 150 °С. С повышением температуры вязкость нефти уменьшается более интенсивно, чем вязкость воды, что также благоприятствует повышению нефтеотдачи. В процессе закачки пара нефть в зависимости от состава может расширяться, за счёт чего появляется дополнительная энергия для вытеснения пластовых жидкостей. По Р.Х. Муслимову (1999), влияние различных факторов на нефтеотдачу при вытеснении нефти паром оценивается за счёт (рис. 7):

- снижения вязкости нефти – до 30 %;
- эффекта термического расширения – до 8 %;
- эффекта дистилляции – до 9 %;
- эффекта газонапорного режима – до 7 %;
- эффекта увеличения подвижности – до 10 %.

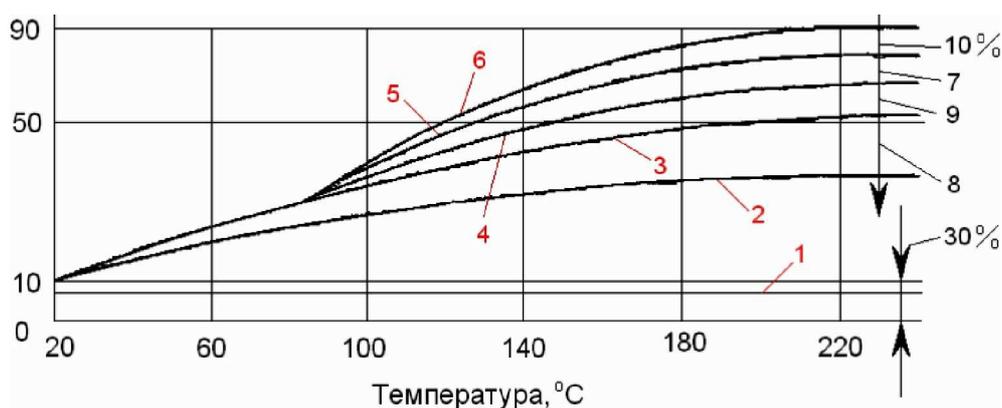


Рисунок 7 – Зависимость нефтеотдачи от различных факторов при паротепловом воздействии (по Р.Х. Муслимову, 1999):

1 – режим истощения при естественной (пластовой) температуре; 2 – снижение вязкости; 3 – термическое расширение; 4 – дистилляция; 5 – газонапорный режим; 6 – изменение подвижности

Процесс вытеснения нефти паром предусматривает непрерывное нагнетание пара в пласт. По мере продвижения через пласт пар нагревает породу и содержащуюся в нём нефть и вытесняет её по направлению к добывающим скважинам. При этом процессе основная доля тепловой энергии расходуется на повышение температуры пород пласта. Поэтому даже без тепловых потерь при движении теплоносителя по стволу скважины и в кровлю-подшву пласта фронт распространения температуры отстаёт от фронта вытеснения нефти.

С целью повышения эффективности процесса и рационального использования внесённого в пласт тепла после создания тепловой оторочки, составляющей 0,6–0,8 порового объёма пласта, эту оторочку продвигают к забоям добывающих скважин нагретой водой путём закачки её в те же нагнетательные скважины. Данная технология получила название метода тепловых оторочек. Оценка эффективности теплового воздействия на пласт при закачке пара обычно выражается удельным расходом пара на добычу дополнительной нефти.

При сжигании 1 тонны нефти в парогенераторах можно получить 13–15 тонн пара, поэтому при рентабельной технологии удельный расход пара на дополнительную добычу нефти не может быть больше 13–15 тонн. Если учесть затраты на приготовление и закачку пара, составляющие 30–35 % от общих расходов, то получится, что при эффективном процессе расход пара на добычу одной тонны дополнительной нефти должен быть не более 3–6 тонн.

При выборе объекта для ПТВ необходимо иметь в виду, что нефтенасыщенная толщина пласта не должна быть менее 6 м. При меньшей толщине процесс вытеснения нефти паром становится неэкономичным из-за больших потерь теплоты через кровлю и подшву залежи. Глубина залегания пласта не должна превышать 1200 м из-за потерь теплоты в стволе скважины, которые примерно достигают 3 % на каждые 100 м глубины, и технических трудностей обеспечения прочности колонн. Проницаемость пласта не должна быть менее 0,1 мкм, а темп вытеснения нефти должен быть достаточно высоким для уменьшения потерь теплоты в кровлю и подшву залежи. Общие потери теплоты в стволе скважины и в пласте не должны превышать 50 % от поступившей на устье скважины. В противном случае процесс ПТВ будет неэффективен. Существуют различные технологические схемы ввода в пласт теплоносителя (пара) для подогрева пласта и содержащихся в нём флюидов: циклическая, блочно-циклическая, импульсно-дозированная, площадная или рядная.

Внутрипластовое горение

Процесс внутрипластового горения (ВГ) – способ разработки и метод повышения нефтеотдачи продуктивных пластов, основанный на использовании энергии, полученной при частичном сжигании тяжёлых фракций нефти (кокса) в пластовых условиях при нагнетании окислителя (воздуха) с поверхности. Это сложное, быстро протекающее превращение, сопровождаемое выделением теплоты, используется для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи в основном на залежах нефти с вязкостью более 30 мПа·с.

Основа горения – экзотермическая окислительно-восстановительная реакция органического вещества с окислителем. Для начала реакции необходим первичный энергетический импульс, чаще всего нагревание нефти. Поэтому процесс ВГ начинается с поджога некоторого количества нефти с помощью забойного нагревающего устройства (электрических или огневых горелок). После образования устойчивого очага горения в пласт закачивают через нагнетательную скважину окислитель или смесь окислителя и воды. Кислород соединяется с топливом (нефтью), образуя CO_2 и воду с выделением тепла. Предварительно разогретая порода далее нагревает движущийся через неё окислитель до температуры выше воспламенения кокса и нефти. При нагнетании окислителя разогретая зона (очаг горения), температура которого поддерживается высокой за счёт сгорания части нефтепродуктов, продвигается вглубь пласта. При этом часть пластовой нефти (10–15 %) сгорает, и выделяющиеся в результате горения газы, пар и другие горючие продукты сгорания, продвигаясь по пласту, эффективно вытесняют нефть из пласта. Процесс автотермический, т.е. продолжается непрерывно за счёт образования продуктов для горения (типа кокса). Процесс внутрипластового горения сочетает все преимущества термических методов – вытеснение нефти горячей водой и паром, а также смешивающегося вытеснения, происходящего в зоне термического крекинга, в которой все углеводороды переходят в газовую фазу. Диапазон применения ВГ очень широк – на неглубоко залегающих месторождениях и на значительных глубинах.

Экспериментальные работы в сочетании с теоретическими исследованиями позволили сформулировать основные закономерности процесса ВГ:

- внутрипластовое горение может проявляться в трёх разновидностях: сухое (СВГ), влажное (ВВГ) и сверхвлажное (СВВГ);
- определяющим параметром для ВВГ и СВВГ является водовоздушный фактор (ВВФ) – отношение объёма закачиваемой в пласт воды к объёму закачиваемого в пласт воздуха;
- интенсивные экзотермические реакции окисления нефти происходят в узкой зоне пласта, называемой фронтом горения;
- на фронте горения при сухом и влажном процессах температура в среднем может составить 400–600 °С, процесс сверхвлажного горения протекает при температурах 200–250 °С;
- увеличение ВВФ позволяет повысить скорость продвижения по пласту тепловой волны, снизить расход воздуха на выжигание пласта и на добычу нефти, уменьшить концентрацию сгорающего в процессе химических реакций топлива;
- на процесс внутрипластового горения существенное влияние оказывают такие параметры, как пластовое давление, тип породы-коллектора, тип нефти, начальная нефтенасыщенность.

Различают два основных варианта внутрипластового горения – прямоточный и противоточный.

Прямоточное внутрипластовое горение – это процесс теплового воздействия на пласт, при котором фильтрация окислителя и распространение фронта горения происходит в направлении вытеснения нефти (от нагнетательной скважины к добывающей). Скорость движения фронта горения регулируется типом и количеством сгоревшей нефти и скоростью нагнетания воздуха.

Если же повышают температуру призабойной зоны добывающей скважины и очаг горения возникает в её окрестности, то фронт горения распространяется к нагнетательной скважине, т.е. в направлении, противоположном направлению вытеснения нефти. Такой процесс называется противоточным горением. Он используется, как правило, только в том случае, если невозможно осуществить прямоточный процесс горения, например, на залежах с неподвижной нефтью или битумом.

При внутрипластовом горении действует широкий комплекс механизмов извлечения нефти:

- вытеснение её газообразными продуктами горения, водой, паром;
- дистилляция лёгких фракций нефти;
- разжижение нефти под действием высокой температуры и углекислого газа.

Образованные за счёт дистиляции лёгкие фракции нефти переносятся в область впереди теплового фронта и, смешиваясь с исходной нефтью, играют роль оторочки растворителя.

В процессе прямоточного горения температура и профиль насыщения флюидами в пласте развиваются согласно характерным зонам. Прямоточный процесс ВГ включает:

- выжженную зону, содержащую окислитель (воздух);
- зону горения, содержащую кокс;
- зону испарения (многофазную зону), содержащую пар, газы, воду, лёгкие углеводороды;
- зону конденсации (или трёхфазную зону), содержащую нефть и газ;
- зону пласта, не охваченную воздействием (рис. 8).

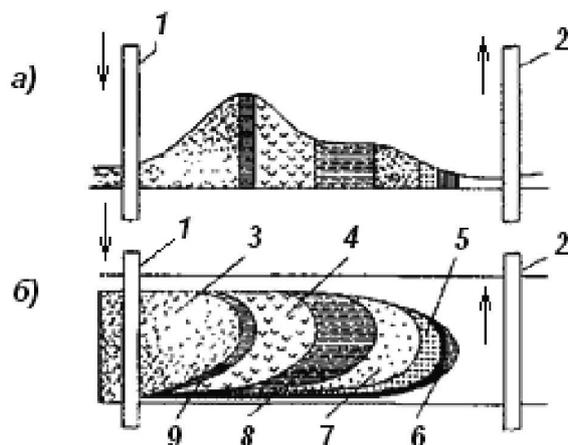


Рисунок 8 – Схема процесса прямоточного внутрипластового горения (по Р.Х. Муслимову, 1999):

- а – температурные зоны в пласте; б – зоны распространения процесса;
 1, 2 – нагнетательная и добывающая скважины;
 3, 4, 7, 8 – зоны: соответственно выжженная, испарения, конденсации и пара;
 5 – лёгкие углеводороды; 6 – нефтяной вал; 9 – фронт горения

Зона 1. В этой области пласта фронт горения уже прошёл, она состоит практически из сухой породы без нефти. В порах фильтруется окислитель. Температура в ней достаточно высокая, плавно увеличивается в направлении вытеснения. По мере фильтрации в этой зоне происходит нагревание закачиваемого окислителя за счёт контакта с нагретым коллектором.

Зона 2 – зона горения и коксообразования. В ней происходят высокотемпературные окислительные процессы, т.е. горение остаточного коксоподобного топлива. Температура в этой зоне достигает своего максимального значения, которая обычно составляет 350–600 °С. В результате горения образуются углекислый газ, окись углерода и вода. Тепло, выделяемое в процессе горения, аккумулируется в следующей зоне и затем отдаётся потоку окислителя.

В лабораторных условиях установлено, что минимальное количество горючего, которое необходимо для поддержания внутрипластового горения, составляет 18–30 кг на 1 м³ нефтенасыщенной породы. Расход воздуха на сгорание 1 кг топлива (кокса) составляет обычно 10–12 м³.

В **зоне 2** под действием высокой температуры происходит крекинг и окислительный пиролиз фракций нефти, которые не были вытеснены к этому времени, с образованием жидких и газообразных продуктов с последующим растворением в нефти впереди фронта горения. Из тяжёлых остатков в результате сложных термохимических реакций образуется коксоподобное вещество, которое служит топливом для поддержания процесса внутрипластового горения, а газообразные и жидкие углеводороды потоком газов горения и пара, образовавшегося из реакционной воды, вытесняются в направлении фильтрации. Углекислый газ, образующийся при горении, растворяется в воде и в нефти, повышая их подвижность.

В зоне 3 происходит испарение воды, содержащейся в пласте в свободном и связанном состоянии. При испарении воды с температурой в зоне 150–200 °С происходит процесс перегонки нефти в потоке горячих паров воды и газов. Поток способствует испарению при этой температуре более тяжёлых фракций нефти, чем при обычном кипении. Этими процессами определяется многофазность зоны испарения, где одновременно присутствуют пар, газы, вода и лёгкие углеводороды.

В начале зоны 4 происходит конденсация паров воды и углеводородных газов, образованных в зоне 3. Конденсирующаяся влага образует зону повышенной водонасыщенности. Кроме того, из сконденсировавшихся паров воды может возникнуть оторочка горячей воды (вал горячей воды), которая вместе с газообразными продуктами вытесняет нефть из пласта. Впереди оторочки (вала) горячей воды за счёт конденсации газообразных углеводородов образуется нефтяной вал (зоны 5, 6), который вытесняет первичную нефть в направлении фильтрации жидкостей (рис. 8).

При прямоточном горении ввиду малой теплоёмкости закачиваемого окислителя основная доля выделившегося тепла остаётся позади фронта горения и не участвует в процессе вытеснения нефти. Как видно из схемы распределения температуры в пласте в процессе горения (рис. 8а), впереди фронта горения температура пласта довольно резко снижается (вплоть до пластовой температуры), так как переброшенное потоками газа тепло расходуется на нагревание породы и содержащейся в ней нефти. А позади фронта, наоборот, из-за рассеивания тепла в окружающие пласт породы наблюдается плавное её снижение. Поэтому размер прогретой области впереди фронта существенно меньше, чем позади фронта.

Итак, суммарный результат воздействия движущегося очага горения на пласт складывается из многочисленных эффектов, способствующих увеличению нефтеотдачи:

- образуются лёгкие углеводороды, конденсирующиеся в ненагретой зоне пласта впереди фронта горения и уменьшающие вязкость нефти;
- конденсирующаяся влага образует зону повышенной водонасыщенности (вал горячей воды);
- происходит термическое расширение жидкостей и породы, увеличивается проницаемость и пористость за счёт растворения цементирующих материалов;
- углекислый газ, образующийся при горении, растворяется в воде и в нефти, повышая их подвижность;
- тяжёлые осадки нефти подвергаются пиролизу и крекингу, что увеличивает выход углеводородов из пласта.

В ходе теоретических и промысловых исследований установлено, что с увеличением плотности и вязкости нефти расход сгорающего топлива увеличивается, с увеличением проницаемости пород – уменьшается. В зависимости от геолого-физических условий пласта расход сгорающего топлива может составить 10–40 кг на 1 м³ пласта, или 6–25 % первоначального содержания нефти в пласте. Проницаемость пористой среды незначительно влияет на механизм горения, хотя требует повышенного давления нагнетания и увеличивает сроки реализации процесса.

Опыт показывает, что при нагнетании в нефтесодержащий пласт окислителей могут протекать процессы низкотемпературного окисления (при $t = 100 \div 200$ °С), которые отличаются от рассмотренных тем, что в связи с пониженной температурой процесс этот может охватывать значительные зоны пласта в более короткие сроки. При длительных подачах окислителя в пласт в больших количествах наступает самопроизвольное воспламенение нефти.

При нагнетании воздуха в пласт для поддержания процесса горения, как правило, не весь кислород, содержащийся в воздухе, расходуется на горение. Бакинскими исследователями (Р.М. Мехтибейли, З.А. Султановым) установлено, что часть окислителя может теряться на взаимодействие с породой, что значительно увеличивает удельную потребность окислителя. Отношение количества кислорода, участвующего в реакции внутрипластового горения, к общему его количеству, введённому в пласт с нагнетаемым воздухом, называется коэффициентом использования кислорода.

Коэффициент использования кислорода – важный показатель эффективности процесса ВГ. Его снижение при прочих равных условиях приводит к увеличению относительного расхода воздуха. По промысловым данным он колеблется в пределах 0,50–0,98.

К сказанному добавим, что поскольку при ВГ тепловая энергия образуется непосредственно в пласте, исключаются тепловые потери по стволу скважин, которые имеют место при закачке теплоносителей. Кроме этого, при внутрипластовом горении зона внутрипластового генерирования тепла перемещается по направлению к добывающим скважинам, поэтому снижаются тепловые потери в окружающие породы через кровлю и подошвы пласта.

Сухое внутрипластовое горение (СВГ)

Это обычное внутрипластовое прямоточное горение, в котором в нагнетательные скважины после инициирования горения для его поддержания закачивается только воздух. Расход воздуха на 1 тонну добываемой нефти, по данным практики, колеблется от 400 до 3000 м³.

Влажное внутрипластовое горение (ВВГ)

Это разновидность внутрипластового горения, позволяющего интенсифицировать разработку месторождений с высоковязкими нефтями, увеличивая конечную нефтеотдачу. При этом в нагнетательные скважины после создания устойчивого очага горения вместе с воздухом или попеременно закачивают (в определённом соотношении) воду. При этом вода, контактируя с нагретой породой, испаряется. Пар, увлекаемый потоком воздуха (газа), переносит тепло в область, находящуюся впереди фронта горения. Вследствие высокой теплоёмкости воды скорость конвективного переноса теплоты водовоздушной смесью возрастает, потери теплоты позади фронта горения сокращаются, количество необходимого воздуха на осуществление процесса снижается в 2–3 раза по сравнению с сухим процессом горения.

Диапазон соотношений закачиваемых в пласт объёмов воды и воздуха составляет примерно 1–5 м³ воды на 1000 м³ воздуха, т.е. водовоздушное отношение должно составлять порядка $(1:5) \cdot 10^{-3}$ м³/м³. По данным ВНИИ, водовоздушное отношение должно находиться в пределах 0,004–0,002 м³/м³. Конкретные значения водовоздушного отношения определяются геолого-физическими и технологическими условиями осуществления процесса.

Сверхвлажное внутрипластовое горение (СВВГ)

Процесс является разновидностью внутрипластового горения, осуществляемого при увеличении водовоздушного соотношения в закачиваемой смеси воды и воздуха или в сочетании с заводнением. При этом тепловая энергия, выделяемая при горении остаточного топлива в пласте, становится недостаточной для испарения всей массы закачиваемой воды. В этом случае исчезает зона перегретого пара, и температура в зоне реакции существенно снижается. Процесс высокотемпературного окисления (горения) переходит в процесс низкотемпературного окисления остаточного топлива.

При сверхвлажном горении утилизация кислорода улучшается, а коэффициент использования топлива при достаточно высоком ВВО становится меньше единицы, что связано с увеличением роли конвективного потока воды в процессе. Процесс СВВГ протекает при температуре 200–250 °С в отличие от влажного и сухого горения, когда температура достигает 400–600 °С и соответствует температуре насыщенного водяного пара. А скорость перемещения зоны генерации тепла при сверхвлажном горении пропорциональна водовоздушному фактору и определяется темпом нагнетания воды, а не воздуха. При сверхвлажном горении эта скорость возрастает в несколько раз. С увеличением ВВО снижаются расходы сгорающего топлива и воздуха.

Таким образом, процессу СВВГ характерно следующее:

- во всей области теплового воздействия в фильтрующемся потоке жидкости присутствует вода;
- экзотермические реакции, необходимые для поддержания процесса, протекают в прогретой зоне;
- окислительные реакции происходят в низкотемпературном режиме;
- полное вытеснение нефти после теплового фронта не достигается.

Технологические расчёты

Дополнительный приток нефти в скважины, а, следовательно, и дополнительный дебит обеспечивают применение методов увеличения проницаемости призабой-

ной зоны пласта. На окончательной стадии бурения скважины глинистый раствор может проникать в поры и капилляры призабойной зоны пласта, снижая её проницаемость. Снижение проницаемости этой зоны, а также загрязнение её возможно и в процессе эксплуатации скважины. Проницаемость призабойной зоны продуктивного пласта увеличивают за счёт применения различных методов:

- химических (кислотные обработки);
- механических (гидравлический разрыв пласта и с помощью импульсно-ударного воздействия и взрывов);
- тепловых (паротепловая обработка, электропрогрев) и их комбинированием.

На промыслах применяют следующие виды тепловых обработок призабойной зоны пластов:

- горячей нефтью, паром (паротепловая);
- электронагревателями (электротепловая);
- термоакустическое воздействие;
- высокочастотное электромагнито-акустическое воздействие.

Тепловое воздействие на призабойную зону используют в том случае, если добываемая нефть содержит смолу или парафин. Существует несколько видов теплового воздействия:

- электротепловая обработка;
- закачка в скважину горячих жидкостей;
- паротепловая обработка.

Термокислотную обработку скважин применяют на месторождениях нефтей с большим содержанием парафина. В этом случае перед кислотной обработкой скважину промывают горячей нефтью или призабойную зону пласта прогревают каким-либо нагревателем для расплавления осадков парафинистых отложений. Сразу после этого проводят кислотную обработку.

О температуре закачиваемой воды при вытеснении высокопарафинистой нефти

Чтобы сохранить пластовое термодинамическое равновесие, температура закачиваемой воды на забоях нагнетательных скважин не должна быть ниже начальной температуры пластов и температуры насыщения нефти парафином. Для того чтобы ответить на вопрос, достаточна ли была температура воды, закачиваемой в пласты, содержащие высокопарафинистую нефть, были проведены расчёты возможной температуры воды на забоях нагнетательных скважин с учётом фактических данных по месторождению Узень. Исходные данные и результаты расчётов приведены в таблице 3. Расчётная максимальная температура воды на забоях нагнетательных скважин

$$T_a = T_u + \frac{1}{c \cdot \gamma^* \cdot g^*} \cdot \left[1 + \left(1 + \frac{c}{v_m} \right) \cdot \left(\frac{T_o - T_k}{T_o - T_u} \right)^{\frac{c}{v_m}} \cdot \ln \frac{T_o - T_k}{T_o - T_u} \right], \quad (1)$$

где $c = 1 + \frac{\mu_o - \gamma^*}{\gamma^*} \cdot e^{-x}$, $e^{-x}(1+x) = \frac{A_2}{(1-A_2) \cdot \mu_o + A_2}$ при заданных значениях A_2 и μ_o ;

$$v_m = \frac{1 + \delta_{эф} \cdot \delta_a \cdot 0,5}{\delta_{эф} \cdot \delta_a \cdot 1,5}. \quad (2)$$

В приведённых формулах T_a , T_u , T_o и T_k – температура соответственно закачиваемой горячей воды на забое нагнетательных скважин, исходная температура холодной воды перед нагревательной установкой (для всех горизонтов $T_u = 20$ °С), начальная пластовая, критическая пластовая температура, при которой из нефти выпадает парафин (для всех горизонтов $T_k = 50$ °С); $\gamma^* = \frac{\gamma_a}{\gamma_H} \cdot b$ – соотношение плотности нефти и агента в поверхностных условиях; b – коэффициент увеличения объёма неф-

ти за счёт растворённого в ней газа, или объёмный коэффициент; g^* – удельный расход топлива на единицу объёма горячей воды ($g^* = 0,008$); x – минимальная проницаемость отдельного слоя, промытого вытесняющим агентом, в долях средней проницаемости всех эксплуатационных слоёв; A_2 – предельная максимально допустимая массовая доля вытесняющего агента в дебите жидкости добывающей скважины ($A_2 = 0,98$); μ_o – коэффициент различия физических свойств нефти и вытесняющего агента (воды):

$$\mu_o = \frac{1}{2} \cdot (1 + \mu_*) \cdot \gamma_*; \quad (3)$$

где $\mu_* = \frac{\mu_n}{\mu_a} \cdot K_2^{1,5}$ – соотношение вязкостей нефти и агента в пластовых условиях;

K_2 – коэффициент вытеснения нефти при неограниченно большой прокачке вытесняющего агента ($K_2 = 0,62$); v_m – отставание теплового фронта от фронта вытеснения нефти агентом (водой), которое надо учитывать при расчёте теплового взаимодействия более проницаемого слоя с менее проницаемым, отделённым непроницаемым прослоем;

$\delta_{эф} = \frac{h_{эф}}{h_{общ}}$ – доля эффективной толщины в общей тол-

щине нефтяного пласта; $\delta_a = \beta_n \cdot \beta_n \cdot K_2$ – доля поперечного сечения эффективной толщины нефтяного пласта, занятая закачиваемой водой, равная произведению доли пористости, начальной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения; 1,5 – соотношение удельных теплоёмкостей закачиваемой воды и пористой породы, насыщенной нефтью и водой.

Результаты расчётов показывают, что температура воды на забоях нагнетательных скважин должна составлять от плюс 81–90 °С, следовательно, на устье порядка 100 °С (запроектированные водонагревательные установки рассчитаны на 100 °С) и производилась закачка недостаточно подогретой воды. Исследования скважин с целью определения изменения пластовой температуры, замеры температуры на выходах нагнетательных установок и устьях нагнетательных скважин на месторождении Узень показали, что закачивалась преимущественно горячая вода с температурой на выкиде печей плюс 55–70 °С, температура на устьях скважин колебалась от 40 до 58 °С, температура на забое нагнетательных скважин плюс 51–56 °С, тогда как начальная пластовая температура по горизонтам характеризовалась значениями пластовых температур, приведёнными в таблице 3.

Вытеснение из пластов высокопарафинистой нефти закачиваемой горячей водой

На многопластовых месторождениях с высокопарафинистой нефтью с большой проницаемостной неоднородностью слоёв-коллекторов снижение пластовой температуры ниже температуры насыщения нефти парафином при закачке холодной воды может привести к выпадению парафина и прекращению фильтрации нефти в относительно низкопроницаемых пластах. В связи с этим встаёт вопрос об эффективности закачки горячей воды, ведь закачка горячей воды только тогда имеет смысл, когда расход нефти (или газа в эквиваленте на нефть) на нагрев воды меньше, чем возможные потери запасов нефти при закачке холодной воды.

Проведены теоретические расчёты с использованием фактических данных по месторождению Узень. Исходные данные для расчётов приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Исходные данные и результаты расчётов возможной температуры воды на забоях нагнетательных скважин

Наименование	Горизонт						
	13	14	15	16	17		
Начальная пластовая температура, °С	57	60	64	64	66		
Доля эффективной толщины в общей толщине нефтяного пласта	0,599	0,611	0,633	0,591	0,646		
Доля поперечного сечения эффективной толщины нефтяного пласта, занятая закачиваемой водой	0,1094	0,1053	0,1021	0,0864	0,0849		
Пористость (средневзвешенная)	0,256	0,252	0,245	0,237	0,232		
Начальная нефтенасыщенность (средневзвешенная)	0,689	0,674	0,672	0,588	0,59		
Расчётная предельная максимально возможная доля вытесняющего агента в продукции	0,956	0,964	0,964	0,962	0,959		
Минимальная проницаемость отдельного слоя, промытого вытесняющим агентом, в долях средней проницаемости всех эксплуатационных слоёв	0,33	0,30	0,30	0,31	0,32		
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа · с	4,24	3,2	3,17	3,49	3,89		
Коэффициент различия физических свойств нефти и вытесняющего агента	2,24	1,85	1,83	1,95	2,10		
Соотношение вязкостей нефти и агента	2,724	2,056	2,036	2,242	2,499		
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/м ³	0,856	0,853	0,854	0,854	0,860		
Плотность агента (воды), г/м ³	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03		
Объёмный коэффициент	1,198	1,19	1,21	1,2	1,19		
Соотношение плотностей нефти и агента	1,442	1,437	1,459	1,447	1,426		
	1,398	1,211	1,189	1,258	1,342		
Отставание теплового фронта от фронта вытеснения нефти агентом (водой)	10,51	10,69	10,69	10,69	10,69		
Расчётная температура закачиваемой горячей воды на забое нагнетательных скважин, °С	80,93	89,88	89,85	86,72	83,58		

Для нагрева воды необходимо сжечь некоторую часть добытой нефти или эквивалентное количество газа, при этом объём товарной продукции, равный объёму добытой нефти за вычетом сожжённой, должен увеличиваться. Критерий эффективности закачки горячей воды должен учитывать это обстоятельство. Критерий эффективности закачки горячей воды характеризуется следующими формулами:

$$W(x^{**}) \cdot \frac{F}{K_3} > \left[\left(1 - \frac{K_3}{F}\right) \cdot \frac{\left(\frac{\mu_a}{K_\phi}\right)_H + \mu_H}{\left(\frac{\mu_a}{K_\phi}\right)_H + \left(\frac{\mu_a}{K_\phi}\right)_3} + \frac{K_3}{F} \right] \cdot \gamma^* \cdot g \cdot \frac{F}{K_3}. \quad (4)$$

После некоторых преобразований критерий эффективности закачки горячей воды принимает вид:

$$W(x^{**}) > \left[\left(1 - \frac{K_3}{F}\right) \cdot \mu_o + \frac{K_3}{F} \cdot \gamma^* \right] \cdot g, \quad (5)$$

где x^{**} – максимальное значение нормированной проницаемости у совокупности менее проницаемых слоёв, подверженных воздействию опасного изменения пластовой температуры ΔT^* .

При вытеснении высокопарафинистой нефти закачиваемой холодной водой происходит опасное изменение пластовой температуры ΔT^* , при котором возможно выпадение парафина из нефти и застывание нефти, превращение её в неподвижное твёрдое тело.

Опасному изменению пластовой температуры ΔT^* соответствует вполне определённая кратность промывки:

$$v^* = \frac{v_m}{\ln\left(\frac{\Delta T_o}{\Delta T^*}\right)}. \quad (6)$$

Эта кратность промывки равна произведению расчётной кратности промывки, которая могла быть при одинаковой подвижности вытесняющего агента и нефти, и корректирующего коэффициента, учитывающего различие их подвижностей (обычно более высокую подвижность вытесняющего агента):

$$v^* = v^{**} \cdot \left[\left(1 - \frac{K_3}{F}\right) \cdot \frac{\left(\frac{\mu_a}{K_\phi}\right)_H + \mu_H}{\left(\frac{\mu_a}{K_\phi}\right)_H + \left(\frac{\mu_a}{K_\phi}\right)_3} + \frac{K_3}{F} \right]. \quad (7)$$

В приведённых формулах $\Delta T_o = T_a - T_o$ – максимально возможное изменение пластовой температуры, наблюдающееся вблизи (на стенке) нагнетательной скважины; T_o – первоначальная пластовая температура; T_a – температура закачиваемого в нефтяной пласт вытесняющего агента (закачиваемой воды); v_m – отставание теплового фронта от фронта вытеснения нефти агентом (водой), определяемое по формуле:

$$v_m = \frac{1 + \delta \cdot 0,5}{\delta \cdot 1,5}, \quad (8)$$

где Δ – доля эффективной толщины в общей толщине нефтяного пласта; δ – доля поперечного сечения эффективной толщины нефтяного пласта, занятая закачиваемой

мой водой, равная произведению доли пористости, начальной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения; $1,5$ – соотношение удельных теплоёмкостей закачиваемой воды и пористой породы, насыщенной нефтью и водой; $\frac{K_3}{F}$ – расчётная средняя доля нефти в суммарном отборе жидкости; K_3 – коэффициент извлечения подвижных запасов нефти; F – расчётный суммарный отбор жидкости в долях подвижных запасов нефти.

Величины K_3 и F определены с учётом заданных значений V_x^2 – показателя полойной неоднородности по проницаемости нефтяного пласта и A – расчётной предельной максимально возможной доли вытесняющего агента в продукции нефтяного пласта в момент прекращения эксплуатации добывающей скважины. Расчётная предельная доля агента A определена по заданному значению A_2 – предельной массовой доле агента в продукции нефтяного пласта ($A_2 = 0,98$) с учётом μ_o – коэффициента различия физических свойств нефти и вытесняющего агента (воды):

$$A = \frac{A_2}{(1 - A_2) \cdot \mu_o + A_2} \quad (9)$$

Для случаев, когда $V_x^2 = 1$ и $V_x^2 = 0,5$, $Y(x^{**})$ посчитаны по формулам:

$$Y(x^{**}) = \frac{1}{1 + v^{**}} \quad \text{и} \quad Y(x^{**}) = \frac{1 + 3 \cdot v^{**}}{(1 + v^{**})^3} \quad (10)$$

Для других значений V_x^2 $Y(x^{**})$ определены путём интерполяции и экстраполяции и приведены в таблице 4.

По известным значениям V_x^2 и $Y(x^{**})$ определены значения x^{**} и $W(x^{**})$, где $W(x^{**})$ – доля участия совокупности менее проницаемых слоёв в общей производительности пласта в начальный период до начала обводнения добывающей скважины. В этом случае:

$$Y(x^{**}) = 1 - e^{-x^{**}}; \quad (11)$$

$$W(x^{**}) = 1 - (1 + x) \cdot e^{-x^{**}}; \quad (12)$$

$$A = (1 + x) \cdot e^{-x}; \quad (13)$$

$$K_3 = \frac{1}{x} \cdot (1 - e^{-x}); \quad (14)$$

$$F = \frac{1}{x}, \quad \frac{K_3}{F} = 1 - e^{-x}. \quad (15)$$

При этом критерий эффективности закачки горячей воды принимает вид:

$$1 - (1 + x^{**}) \cdot e^{-x^{**}} > \left[\left(1 - \frac{K_3}{F} \right) \cdot \mu_o + \frac{K_3}{F} \cdot \gamma^* \right] \cdot g$$

или

$$1 - (1 + x^{**}) \cdot e^{-x^{**}} > \left[1 + \left(\frac{\mu_o}{\gamma^*} - 1 \right) \cdot e^{-x} \right] \cdot \gamma^* \cdot g.$$

Результаты расчётов приведены в таблице 5.

Как видно из таблицы 5, критерий эффективности применения горячей воды для вытеснения нефти не выполняется, при этом извлекаемые запасы нефти, которые теряются при закачке холодной воды, составляют:

Таблица 4 – Значения V_x^2 $Y(x_{**})$

Горизонт	Показатель послышной неоднородности по проницаемости	Уравнение	Максимальное значение нормированной проницаемости
13	$V_x^2 = 1,32$	$Y(x_{**}) = 0,1401705 \cdot V_x^2 - 0,0442460$	$x_{**} = 0,151$
14	$V_x^2 = 1,36$	$Y(x_{**}) = 0,1262871 \cdot V_x^2 - 0,0438983$	$x_{**} = 0,137$
15	$V_x^2 = 1,16$	$Y(x_{**}) = 0,1262051 \cdot V_x^2 - 0,0438913$	$x_{**} = 0,109$
16	$V_x^2 = 0,91$	$Y(x_{**}) = 0,1116430 \cdot V_x^2 - 0,0419126$	$x_{**} = 0,062$
17	$V_x^2 = 1,71$	$Y(x_{**}) = 0,1218743 \cdot V_x^2 - 0,0434513$	$x_{**} = 0,179$

Таблица 5 – Результаты расчётов критерий эффективности закачки горячей воды

Горизонт	13	14	15	16	17
Расчётная предельная доля агента А	0,952	0,960	0,960	0,957	0,954
Отношение проницаемости рассматриваемого слоя к средней проницаемости всех слоёв х	0,347	0,315	0,315	0,327	0,339
Расчётный суммарный отбор жидкости в долях подвижных запасов нефти F	2,879	3,179	3,179	3,062	2,948
Коэффициент извлечения подвижных запасов нефти K_3	0,845	0,858	0,858	0,853	0,848
$1 - (1 + x_{**}) \cdot e^{-x_{**}}$	0,0104	0,0086	0,0055	0,0018	0,0143
$\left[\left(1 - \frac{K_3}{F} \right) \cdot \mu_0 + \frac{K_3}{F} \cdot \gamma_* \cdot g \right]$	0,0171	0,0148	0,0149	0,0156	0,0164
Извлекаемые запасы нефти, которые теряются при закачке холодной воды	3,53 %	3,18 %	2,03 %	0,65 %	4,97 %
Количество добытой нефти, которое сжигают для приготовления горячей воды	5,84 %	5,49 %	5,52 %	5,59 %	5,71 %

$$1 - (1 + x^{**}) \cdot e^{-x^{**}} \cdot \frac{F}{K_3};$$

количество добытой нефти, которое сжигают для приготовления горячей воды:

$$\left[\left(1 - \frac{K_3}{F} \right) \cdot \mu_0 + \frac{K_3}{F} \cdot \gamma^* \right] \cdot g \cdot \frac{F}{K_3}. \quad (16)$$

В заключении можно сделать следующие выводы:

1. Закачка горячей воды началась в 2003 году, в мае 2010 года был осуществлён полный переход на закачку горячей воды. Прекращена закачка горячей воды в 2010 году. Таким образом, не были выполнены проектные сроки перевода месторождения на закачку горячей воды.

2. Оценка дополнительной добычи нефти составила 16057 тыс. тонн, что составляет около 3,5 % от извлекаемых запасов нефти месторождения.

3. Результаты расчётов показывают, что температура воды на забоях нагнетательных скважин должна составлять от плюс 81–90 °С, следовательно, на устье порядка 100 °С (запроектированные водонагревательные установки рассчитаны на 100 °С) и производилась закачка недостаточно подогретой воды – закачивалась преимущественно горячая вода с температурой на выкиде печей плюс 55–70 °С, температура на устьях скважин колебалась от 40 до 58 °С, температура на забое нагнетательных скважин плюс 51–56 °С.

4. Расчётами установлено, что извлекаемые запасы нефти, которые теряются при закачке холодной воды, составляют по горизонтам: 13 – 3,53 %, 14 – 3,18 %, 15 – 2,03 %, 16 – 0,65 %, 17 – 4,97 %. Количество добытой нефти или её эквивалент, которое сжигают для приготовления горячей воды, составляет по горизонтам: 13 – 5,84 %, 14 – 5,49 %, 15 – 5,52 %, 16 – 5,59 %, 17 – 5,71 %.

При отказе от применения закачки горячей воды увеличивается суммарный отбор углеводородов на 1,0–3,5 %, дополнительно усиливается значительной экономией затрат на строительство дополнительных и ремонт существующих печей для нагрева воды, а также значительным уменьшением технологических и экономических потерь из-за коррозии водоводов, поскольку при холодной воде по сравнению с горячей интенсивность коррозии уменьшается в 2–4 раза.

Литература:

1. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление : в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 1. – 348 с.

2. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление : в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 2. – 348 с.

3. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение - Юг», 2011. – 203 с.

4. Разработка технологий теплового воздействия на пласты высоковязких нефтей месторождений Узень. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635b3bc79b5d53a89521306d37_0.html

5. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение - Юг», 2011. – 603 с.

6. Савенок О.В., Борисайко Я.Ю., Петрушин Е.О. Разработка нефтяных месторождений : методические указания по выполнению курсовой работы для студентов всех форм обучения и МИППС направления 21.03.01 Нефтегазовое дело (профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»). – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2015. – 39 с.

7. Савенок О.В., Борисайко Я.Ю., Сиротин Д.Г. Разработка нефтяных месторождений : методические указания к практическим занятиям по дисциплине «Разработка нефтяных месторождений» для студентов-бакалавров всех форм обучения и МИППС направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 56 с.

8. Савенок О.В., Борисайко Я.Ю., Сиротин Д.Г. Разработка нефтяных месторождений : методические указания по изучению дисциплины «Разработка нефтяных месторождений» для студентов-бакалавров всех форм обучения и МИППС по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 44 с.

9. Савенок О.В., Борисайко Я.Ю., Яковлев А.Л. Управление продуктивностью скважин : методические указания по изучению дисциплины «Управление продуктивностью скважин» для студентов-бакалавров всех форм обучения и МИППС по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 68 с.

10. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 т. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.

11. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.

References:

1. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyе deposits and hydrate formations: prevention and removal : in 2 volumes : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2011. – Т. 1. – 348 p.

2. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyе deposits and hydrate formations: prevention and removal : in 2 volumes : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2011. – Т. 2. – 348 p.

3. Antoniadі D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Theoretical bases of development of oil and gas fields : manual. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 203 p.

4. Development of technologies of thermal impact on layers high-viscosity nefty fields Uzen. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635b3bc79b5d53a89521306d37_0.html

5. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G. V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.

6. Savenok O.V., Borisayko Ya.Yu., Petrushin E.O. Development of oil fields: methodical instructions on implementation of the term paper for students of all forms of training and MIPPS of the direction 21.03.01 Oil and gas business («Operation and Service of Facilities for Production of Oil» profile). – Krasnodar : Prod. KubGTU, 2015. – 39 p.

7. Savenok O.V., Borisayko Ya.Yu., Sirotn D.G. Development of oil fields : methodical instructions to a practical training on discipline «Development of oil fields» for students bachelors of all forms of education and MIPPS of the direction 21.03.01 «Oil and gas business». – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 56 p.

8. Savenok O.V., Borisayko Ya.Yu., Sirotn D.G. Development of oil fields : methodical instructions on studying of discipline «Development of oil fields» for students bachelors of all forms of education and MIPPS in the direction 21.03.01 «Oil and gas business». – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 44 p.

9. Savenok O.V., Borisayko Ya.Yu., Yakovlev A.L. Management of efficiency of wells : methodical instructions on studying of discipline «Management of efficiency of wells» for students bachelors of all forms of education and MIPPS in the direction 21.03.01 «Oil and gas business». – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 68 p.

10. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 t. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012–2015. – Т. 1–4.

11. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion of oil and gas wells» : in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013–2014. – Т. 1–4.