

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1 ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ	6
1.1 Орогидрография	6
1.2 Тектоника	7
1.3 Характеристика продуктивных горизонтов	11
1.4 Состояние разработки месторождения	15
2 ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ	17
2.1 Разработка месторождений с применением заводнения	17
2.2 Расположение скважин при различных системах разработки, система разработки Западно-Сургутского месторождения	18
2.3 Организация системы ППД на Западно-Сургутском месторождении	23
2.4 Эффективность системы ППД Западно-Сургутского месторождения	25
2.5 Применение установок ЭЦН перевёрнутого типа для закачки воды в нагнетательные скважины	27
2.6 Расчёт давления закачки воды в нагнетательную скважину	30
3 ОХРАНА ТРУДА И ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ	34
3.1 Охрана труда и техника безопасности при эксплуатации объектов системы ППД	34
4 ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	36
4.1 Охрана недр	36
4.2 Мероприятия по охране окружающей среды	38
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	39
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	41

					ИНТех3. 21.02.0102. з2РЭ91 ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
Разраб.		Улутов			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>	
Руков.		Резина				4	41	
Н. контр.					з2РЭ91			
Утв.								

ВВЕДЕНИЕ

Заводнение нефтяных месторождений применяют с целью вытеснения нефти водой из пластов и поддержания при этом пластового давления на заданном уровне. Заводнение осуществляется путём закачки в пласт через нагнетательные скважины воды под давлением.

В настоящее время заводнение – самый распространенный в мире вид воздействия на пласты разрабатываемых месторождений. В России свыше 90% всей нефти добывают из заводняемых месторождений. В других странах из таких месторождений также получают значительную часть добычи нефти.

Система поддержания пластового давления (ППД) включает в себя источники водоснабжения, насосные станции, очистные сооружения, водоводы, скважины и другие элементы. Основная сложность при организации системы заводнения – подобрать такое расположение нагнетательных и добывающих скважин, чтобы обеспечить наиболее полное вытеснение нефти в конкретных горно-геологических условиях. Проблема в данном случае заключается в сложности геологического строения и неоднородности пластов. Поэтому для разных объектов разработки в пределах одного месторождения применяются различные сетки скважин.

По мере разработки месторождения и его доразведки изменяется и структура системы заводнения. Так, например, на начальном этапе разработке в качестве источников воды используют внешние или подземные источники, по мере обводнённости продукции переходят на закачку очищенных сточных вод. Доразведка месторождения позволяет выявлять участки неохваченные заводнением и изменять соответствующим образом первоначальную сетку скважин.

От эффективности системы ППД зависит нефтеизвлечение, сроки разработки, энергетические, трудовые, материальные и финансовые затраты на добычу нефти. Поэтому анализ системы ППД играет исключительно важную роль и должен проводиться на протяжении всего цикла разработки месторождения.

					ИНТех3. 21.02.0102. з2РЭ91 ПЗ	Лист
						5
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

1 ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

1.1 Орогидрография

Западно-Сургутское месторождение открыто в 1963 году, полная эксплуатация начата в 1965 году. Общие геологические запасы нефти составляют более 500 млн. тонн. Начальные извлекаемые запасы нефти составляют 215 млн. тонн. Оператором месторождения является ПАО «Сургутнефтегаз».

В административном отношении Западно-Сургутское месторождение расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области в 20 км к северо-западу от города Сургут и частично в пределах его городской черты. Южная часть месторождения находится в пойменной и русловой правобережной части р. Оби.

Основная артерия – р. Обь – ограничивает рассматриваемую территорию с юга и имеет широтное направление течения. Непосредственно по территории месторождения протекает река Черная. Река Обь судоходна в течение всей навигации.

В орографическом отношении территория представляет собой слабопересеченную, значительно заболоченную, неравномерно залесенную равнину. Абсолютные отметки рельефа изменяются от +25 до +75 м.

В северной части площади имеется большое количество болот и озер. Болота непроходимые. Дальше, на севере, расположены крупные озера Тойек-Лор и Чукнын-Лор.

Растительность представлена смешанными лесами с преобладанием хвойных и тальниковых кустарников.

Климат района резко континентальный с продолжительной холодной зимой и коротким летом. Устойчивый снежный покров образуется в третьей декаде октября и держится 200...220 дней. Глубина промерзания грунта составляет 1,0–1,5 м. Среднегодовая температура колеблется от -32 °С до +26 °С. Средняя температура января – -26 °С, в июле – +16 °С.

					ИНТех3. 21.02.0102. з2РЭ91 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		6

1.2 Тектоника

Согласно, тектонической карты Центральной части Западно-Сибирской плиты, Западно-Сургутское месторождение расположено в пределах Сургутского свода. В тектоническом отношении оно приурочено к Восточно-Сургутской террасе, которая на северо-западе граничит с Федоровской вершиной, а на востоке – с Ярославским крупным прогибом (рисунок 1).

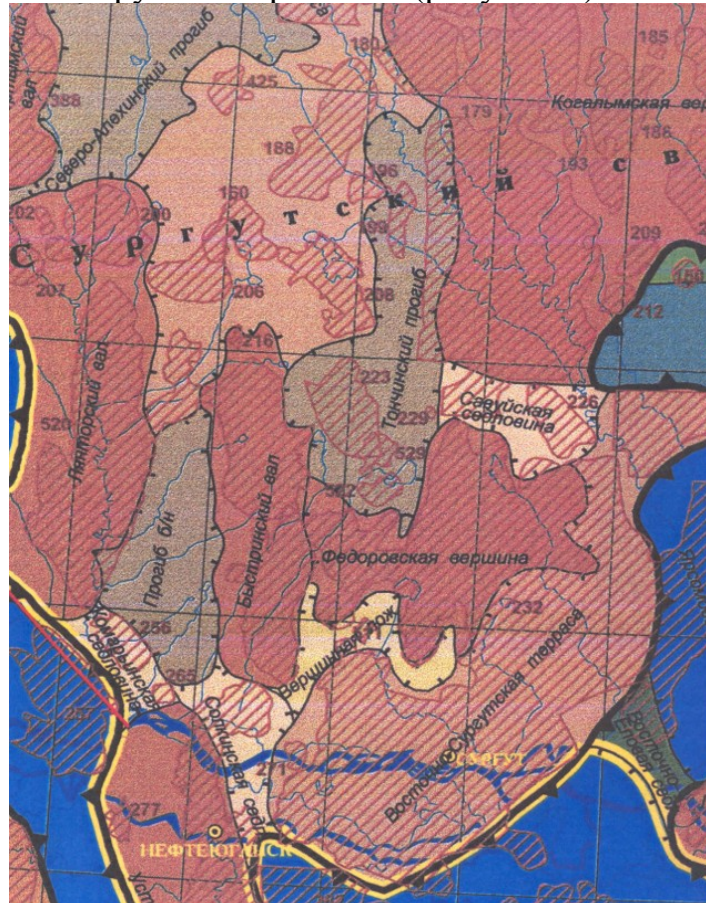


Рисунок 1 – Фрагмент тектонической карты Сургутского района

На площади работ и прилегающих территориях крупные структуры 1-го порядка осложнены более мелкими элементами, такими как Вершинная ложбина - на севере и Солкинская седловина – на западе.

В геологическом строении Западно-Сибирской плиты выделяются три структурно-тектонических этажа, различающиеся по степени изменчивости слагающих пород и тектоническим особенностям.

Формирование нижнего этажа закончилось в палеозое, и соответствует геосинклинальному этапу развития современной плиты. Этаж представлен изверженными и эффузивными, а также метаморфическими породами. Реже встречаются сильно дислоцированные осадочные породы. Эти отложения изучены крайне слабо.

Промежуточный структурно-тектонический этаж, характеризующий парагео-синклинальный этап в истории развития, соответствует отложениям

					ИНТех3. 21.02.0102. з2РЭ91 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		7

пермо-триасового возраста. Породы, слагающие данный этаж, менее дислоцированы и подвержены метаморфизму.

Наиболее полно изучен верхний структурно-тектонический этаж, сложенный мощной толщей мезозойско-кайнозойских пород, накапливающихся в условиях устойчивого прогибания фундамента. Эти отложения контролируют все известные в настоящее время скопления углеводородов в пределах Западно-Сибирского региона.

По отражающему горизонту «Б» Западно-Сургутская структура в большей своей части оконтуривается сейсмоизогипсой -2625 м и представляет собой поднятие изометричной формы, осложненное двумя куполами в северо-западной и юго-восточной его частях.

Западно-Сургутская структура представляет собой брахиантиклинальную складку, вытянутую в меридиональном направлении и осложненную куполами небольших размеров. Она носит унаследованный характер, залежи пластов в плане совпадают. Углы падения крыльев структуры незначительны и не превышают 2-3 градусов.

Стратиграфия.

Литолого-стратиграфический разрез представлен породами двух структурных комплексов: доюрских образований и мезозойско-кайнозойского платформенного чехла.

Доюрские отложения. В пределах месторождения породы фундамента не вскрыты. Породы охарактеризованы керном и представлены базальтами тёмно-зелёного, чёрного и коричневатого-кирпичного цвета, миндалевидными, брекчированными. Возраст пород классифицируется как триас. Толщина отложений не установлена.

Мезозойская группа.

Юрская система в пределах изучаемой территории состоит из трёх отделов: нижний, средний, верхний. Нижний отдел представлен отложениями горелой свиты, которая залегает с угловым и стратиграфическим несогласием на породах доюрского основания. Отложения представлены четырьмя пачками пород: песчано-алевритовый пласт ЮС₁₁, перекрывающийся тогурской пачкой и песчано-алевритовый пласт ЮС₁₀ с радомской пачкой в кровле отложений свиты.

На наиболее приподнятых участках доюрского основания отложения горелой свиты выклиниваются (толщина изменяется от 180 до 0 м).

Отложения среднего отдела согласно залегают на породах горелой свиты и представлены нижней, средней и верхней подсвитами тюменской свиты.

Нижняя подсвита представляет собой переслаивание песчаников и алевролитов серых с аргиллитами, реже углями (пласты ЮС₇–ЮС₉). Отложения средней подсвиты (пласты ЮС₅–ЮС₆) представлены неравномерным чередованием уплотнённых серых глин и в различной степени глинистых, иногда слабокарбонатных песчаников. Верхняя подсвита состоит из аргиллитов от серых до тёмно-серых, чередующихся с глинистыми песчаниками (пласты ЮС₂–ЮС₄).

В кровле отложений тюменской свиты залегает пласт ЮС₂, являющийся регионально нефтеносным. Пласт характеризуется резкими фаціальными

					ИНТех3. 21.02.0102. з2РЭ91 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		8

изменениями, литологически представлен переслаиванием песчаников тёмно-серых, плотных, тонко- и мелкозернистых, крепко сцементированных.

Верхний отдел представлен отложениями васюганской, георгиевской и баженовской свит. Васюганская свита (толщина 41...90 м) представлена нижней и верхней подсвитами: нижняя, преимущественно глинистая, сложена аргиллитами тёмно-серыми, плотными, тонкослоистыми, известковистыми с включениями глауконита; верхняя – песчаниками и алевролитами тёмно-серыми, мелкозернистыми, слюдистыми, глинистыми, слабоизвестковистыми. Песчаники свиты регионально нефтеносны – к ним приурочен пласт ЮС₁.

Георгиевская свита представляет собой почти чёрные, битуминозные аргиллиты, с прослоями серых, кварцево-палевошпатовых и кварцево-глауконитовых песчаников. Толщина изменяется от 2 до 7 м.

Отложения баженовской свиты представлены в различной степени битуминозными аргиллитоподобными глинами (пласт ЮС₀), толщина – 25...30 м.

Меловая система представлена двумя отделами – нижним и верхним, сложенными морскими, прибрежно-морскими и континентальными осадками. В составе нижнего отдела выделяются сортымская, усть-балыкская, сангопайская, алымская и нижняя часть покурской свиты.

Сортымская свита представлена глинистыми осадками с прослоями песчаников и алевролитов, которые группируются в крупные пачки и толщи. В нижней части свита представлена глинистой подачимовской пачкой (толщина 20...30 м). Выше залегает ачимовская толща, представленная переслаиванием песчаников и алевролитов с аргиллитами. Верхняя часть сортымской свиты преимущественно глинистая, с редкими линзообразными пропластками песчаников и алевролитов. К кровле отложений свиты приурочена песчано-глинистая пачка, в составе которой выделяются песчаные нефтенасыщенные пласты БС₁₀–БС₁₂, которые перекрываются чеускинской пачкой глин (толщина пачки – более 30 м).

Усть-балыкская свита представлена комплексом пород прибрежно-морского генезиса валанжин-готеривского возраста толщиной около 200 м. В составе отложений свиты выделяются песчаные пласты БС₁–БС₉, представленные песчаниками серыми, часто с прослоями аргиллитов и алевролитов; на месторождении пласты БС₁, БС₂₊₃, БС₄ промышленно нефтеносны.

В средней части отложений свиты выделяется сармановская пачка глин, перекрывающая песчаный пласт БС₈. В верхней части свиты залегает пимская пачка, которая представлена тёмно-серыми, однородными аргиллитоподобными глинами.

Сангопайская свита подразделяется на две подсвиты – верхнюю и нижнюю, отложения которых формировались в условиях мелководья или в замкнутых континентальных бассейнах. Литологически свита представлена чередованием песчаников, алевролитов и глин, встречаются редкие прослои буровато-серого глинистого сидерита. К отложениям свиты относят песчаные пласты АС₄–АС₁₂ (пласт АС₉ – промышленно нефтеносен) готерив-барремского возраста толщиной 136–154 м.

						ИНТех3. 21.02.0102. з2РЭ91 ПЗ	Лист
							9
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			

Отложения алымской свиты представлены чередованием пачек глин тёмно-серых, почти чёрных с прослоями серых алевроитов и мелкозернистых песчаников. В верхней части свиты выделяется кошайская пачка глин, представленная аргиллитами тёмно-серыми аптского возраста, толщина достигает 105...111 м.

Покурская свита (нижняя и средняя подсвиты) завершает разрез нижнего мела, в основном представлена алевролитами с прослоями песчаников.

Верхний отдел. Верхняя часть покурской свиты сложена переслаиванием слабоуплотнённых песков, светло-серых песчаников, серых до тёмно-серых глин и алевролитов с редкими прослоями глинистых известняков, толщиной до 804 м.

Кузнецовская свита сложена толщей (до 22 м) морских глин туронского возраста от серых до тёмно-серых, однородных с небольшим содержанием алевроитового материала, обогащённых фауной фораминифер.

Отложения берёзовской свиты (136...153 м) подразделяются на две подсвиты: нижнюю опоковидную и верхнюю глинистую. Опоки местами переходят в глины опоковидные, светло-серые и серые с аморфной структурой.

Отложения ганькинской свиты толщиной 55 м завершают разрез меловой системы, состоят из глин тёмно-серых, чёрных, переходящих в мергели.

Кайнозойская группа.

Палеогеновая система подразделяется на три отдела: палеоценовый, эоценовый и олигоценовый.

Талицкая свита представлена глинами тёмно-серыми, местами алевроитистыми датского возраста толщиной до 100 м. Люлинворская свита (толщина до 200 м) сложена глинами серыми и тёмно-серыми, мелкозернистыми нижне-среднеэоценового возраста. Тавдинская свита (170 м) представлена глинами серыми, тонкослоистыми до листоватыми, иногда алевроитистыми, с линзовидными включениями алевролита. Атлымская свита (толщина до 100 м) сложена преимущественно песками светло-серыми, кварцево-полевошпатовыми, мелко- и среднезернистыми, с включениями обугленных растительных остатков. Новомихайловская свита (100 м) представляет собой чередование глин и песков. Туртасская свита представлена алевролитами серыми, сильно глинистыми, слабослюдистыми; толщина свиты достигает 40 м.

Четвертичная система.

Отложения системы толщиной до 40 м несогласно залегают на породах верхнего олигоцена. Литологически представлены аллювиальными и озёрно-аллювиальными песками серыми, зеленовато-серыми, коричневатого-серыми, полосчатыми с растительным детритом, глинами, суглинками, супесями.

					ИНТех3. 21.02.0102. з2РЭ91 ПЗ	<i>Лист</i>
						10
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

1.3 Характеристика продуктивных горизонтов

В разрезе Западно-Сургутского нефтяного месторождения обнаружено более 20 самостоятельных залежей нефти, которые содержатся в терригенных коллекторах средней – верхней юры (пласты ЮС₂, ЮС₁) и нижнего мела (БС₁₋₂, БС₄, БС₁₀₋₁₂, АС₉). Первоочередными объектами разработки являются залежи в пластах группы БС, к которым приурочены основные запасы нефти месторождения. Общий этаж нефтеносности составляет около 1000 м. Диапазон нефтегазопроявлений по разрезу составляет 870 м. Пласты-коллекторы изменчивы по площади и разрезу, что определило присутствие как пластово-сводовых, так и литологически экранированных залежей. В юго-восточной части месторождения основным объектом разработки, для которого предусматривается система ППД, является пласт БС₁₀ (Восточная залежь).

Залежи пластов АС₉, ЮС₁ и ЮС₂ – новые объекты, установленные в процессе доразведки и эксплуатационного бурения. В пластах АС₉ и ЮС₁ залежи небольших размеров с несущественными запасами, приурочены к сводовой части структуры.

Залежь пласта ЮС₂¹, характеризующегося чрезвычайно сложным строением: резкой литологической изменчивостью состава пород по площади и по разрезу, колебаниями толщин и широким диапазоном изменения дебитов нефти – от 47,7 до 0,4 м³/сут, находится в стадии доразведки и опытно-промышленной эксплуатации.

Пласт ЮС₂² нефтеносен лишь локально. Залежи располагаются в повышенных участках. Поэтому для объекта ЮС₂² региональная нефтеносность верхнего пласта ЮС₂¹ является характерным коррелятивным признаком его выделения на Западно-Сургутском месторождении.

Самыми крупными как по размерам, так и по величине запасов нефти, являются залежи пластов БС₁₀, БС₁, БС₂₋₃. Суммарные балансовые запасы нефти, содержащейся в этих пластах, составляют 92% запасов месторождения, извлекаемые – 97%.

Пласт БС₁₀ представляет собой сложнопостроенное геологическое образование, состоящее из серии песчано-алевролитовых пластов, прерываемых глинистыми породами.

Основная залежь пласта БС₁₀ распространена по всей площади месторождения и имеет размеры 25x10 км, при высоте залежи 110 м. ВНК находится на а. о. -2275,0–2315,0 м. Тип залежи – структурно-литологический. В юго-восточной части площади выделяется самостоятельная Восточная залежь. Она находится в пределах пойменной части р. Оби и городской черты города Сургута. Залежь имеет размеры 9x8 км, высоту 72 м, ВНК находится на а. о. -2332,0 м. Тип залежи – структурно-литологический. В северной и восточной частях залежи коллектора замещаются на более плотные породы.

Пласт БС₁₀² включает в себя 2 самостоятельные залежи, которые территориально и по разрезу гидродинамически разобщены.

										Лист
										11
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ИНТех3. 21.02.0102. з2РЭ91 ПЗ					

Нефтяная залежь пласта АС₉ расположена в центральной части структуры. ВНК проводится на абсолютной отметке – 1875 м. Залежь литологически экранирована. Размеры – 1х0,6 км. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина – 3,6 м., коэффициент нефтенасыщения – 0,43.

Пласт БС₁ разделяется на БС₁¹ и БС₁². Пласт БС₁¹ имеет две залежи нефти с самостоятельными уровнями ВНК. Основная залежь прослеживается по всей площади структуры и имеет размеры 22х6,7–7,5 км. Нефтенасыщенная толщина колеблется в пределах от 1,0 до 13,4 м. Водонефтяная зона занимает 29% площади всей залежи, ВНК на абсолютной отметке – 2014 м.

В северо-западной части структуры по результатам бурения выявлена самостоятельная залежь нефти с размерами 1,5х0,75 км. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 4,6 м. ВНК проводится по абсолютной отметке – 2022 м. Водонефтяная зона занимает 69% залежи. Обе залежи пластовые сводовые с активной связью с законтурными водами.

Залежь пласта БС₁² по площади развита в центральной и северной частях месторождения и имеет размеры 14,2х4,25 км. Нефтенасыщенная толщина составляет в среднем 1,5 м. Пласт неоднороден, имеет сложные контуры нефтеносности и замещения продуктивных пород. Уровень ВНК – 2014 м.

В пласте БС₂₊₃ имеется две залежи с единым уровнем ВНК, проводимый по абсолютной отметке – 2014 м. Размеры основной залежи 12,5х5,0 км. Залежь пластовая сводовая, водоплавающая. Толщина в среднем составляет 9,2 м. Размеры самостоятельной залежи 2,5х1,0 км, средняя нефтенасыщенная толщина – 3,1 м. Коэффициент нефтенасыщения обеих залежей принят 0,54.

Залежь пласта БС₄ приурочена к северному куполу, осложняющему структуру. Размеры залежи 2,25х1,75 км, высота 14 м., толщина – 4,4 м. Залежь относится к типу пластовых сводовых, водоплавающих.

Пласт БС₁₀ имеет три залежи. Основная залежь распространена по всей площади структуры и имеет размеры 27,8х12,0 км. ВНК постепенно погружается от абсолютной отметки – 2278 м. на севере, до – 2326 м. на юго-западе. Водонефтяная зона занимает 29%. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 2...3 до 30 м.

В северной части площади выявлена самостоятельная залежь с уровнем ВНК – 2255,9 м. Водонефтяная зона занимает 6,0%. Размеры залежи 4,75х3,75 км. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 1,8 м.

Восточная залежь пласта БС₁₀ (третья) является пластовой сводовой. Положение ВНК не выявлено. Пласт БС₁₀ представляет собой сложное сочетание трех типов пород-песчаников, алевролитов и глин, которое сочетается в их слоистом чередовании по разрезу и взаимном замещении по простиранию. Слоисто-зональная неоднородность этого пласта прежде всего подчеркивается изменчивостью литолого-коллекторских параметров пород, в частности гранулометрического состава, пористости и проницаемости. Коллекторы характеризуются как мелкозернистые, глинистые. По вещественному составу относятся к классу полимиктовых, где наряду с кварцем и полевыми шпатами имеются обломки различных пород. Цементируется, в основном, каолинитом,

					ИНТех3. 21.02.0102. з2РЭ91 ПЗ	Лист
						12
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

гидрослюдой и хлоритом, реже – железисто-титанистыми и карбонатными образованиями. Средняя пористость 23,2%.

В настоящее время залежи эксплуатируются на режиме вытеснения нефти водой, однако отдельные краевые участки залежей, удаленные от зон нагнетания до организации закачки, эксплуатируются на упруго-водонапорном режиме.

Начальное пластовое давление превышает гидростатическое в 1,05 раза и принято по залежам пластов БС₁ и БС₂₊₃ 210 атм, по пласту БС₁₀ – 257 атм, пласту БС₁₁ – 268 атм.

Таблица 1 – Свойства продуктивных пластов

Параметры	АС ₉	БС ₁	БС ₂₊₃	БС ₄	БС ₁₀	БС ₁₁	ЮС ₂
Ср. глубина залегания, м	1920	2064	2064	2064	2350	2370	2850
Тип залежи	литол. экранир.	пластовая сводовая	пластовая сводовая	пластовая сводовая	Структурн о литолог.	литол. экранир.	пласт. сводов.
Общая мощность, м	12,5	6,14	16,7	7,3	13,5	25,2	
Средняя нефтенасыщ. толщина, м	3,6	4,1	9,2	3,5	8,1	4,5	4,8
Абсолютная отметка ВНК, м	1875	2014	2014	2014	2278		
Пористость, %	26	26,1	27,6	28	23,2	20	14
Нефтенасыщен-ность, д.е.	0,4	0,64	0,519	0,544	0,539		
Проницаемость, Д	0,341	0,552	0,442	0,265	0,114	0,061	0,012
Коэффициент песчанистости, д.е.	0,54	0,78	0,81	0,73	0,7	0,32	0,151
Коэф. расчленен.	3,4	1,6	3,8	3,8	4,9	4,4	2,1
Показатель неоднородн. (зон.)	0,596	0,451	0,632	0,53	1,175	1,175	
Пластовая температура, гр. С	55	60	60	60	67	67	74,3
Пластовое давление нач., атм.	190	201	202	203	227	227	243

Физико-химическая характеристика пластовых флюидов Западно-Сургутского месторождения изучена на образцах глубинных проб методами однократного и дифференциального разгазирования.

Пласт БС₁.

По материалам исследований средняя величина газового фактора (при дифференциальном разгазировании) составляет 38 м³ /т при плотности дегазированной нефти – 883 кг/м³ и пересчетном коэффициенте – 0.92. Давление насыщения нефти газом существенно ниже пластового давления (соответственно 9,0 МПа и 20,1 МПа). По данным экспериментальных исследований вязкость нефти в условиях пласта колеблется в широких пределах от 4 до 13,74 мПа·с, среднее значение 5,48 мПа·с.

Растворенный нефтяной газ средней и пониженной жирности, суммарная концентрация углеводородов группы (С₂ – С₄) в среднем составляет 239 г/м³.

Дегазированная нефть характеризуется относительно высокой плотностью (от 877 до 897 кг/м³) и пониженным выходом фракций, выкипающих до 300⁰С (от 28 до 42 % объемных). Массовое содержание серы в нефти в среднем около 1,77 %.

Пласты БС₁₀, БС₁₁.

По материалам исследований средняя величина газового фактора (при дифференциальном разгазировании) составляет 44 м³/т при плотности дегазированной нефти – 883 кг/м³ и пересчетном коэффициенте – 0,91. Давление насыщения нефти газом существенно ниже пластового давления (соответственно 9,9 МПа и 22,5 МПа). Дегазированные нефти по технологической классификации средней плотности (плотность в среднем 886 кг/м³), вязкие (34,53 мПа·с), смолистые (9,83 %), парафинистые (3,59 %), сернистые и высокосернистые (2,03 %), с выходом фракций до 300⁰С в среднем около 34 % объемных. Технологический шифр нефтей – III Т3 П2.

Пласты ЮС₂ (ЮС₁).

Глубинными пробами пласт ЮС₁ не охарактеризован, поэтому физико-химическая характеристика пластовых газонасыщенных нефтей и подсчетные параметры приняты по аналогии с пластом ЮС₂. Средняя величина газового фактора (составляет 52 м³/т, плотность дегазированной нефти 873 кг/м³, пересчетный коэффициент – 0,88. Давление насыщения нефти газом значительно ниже пластового давления (в среднем составляет 9,2 МПа).

Нефти по технологической классификации средней плотности (878 кг/м³), вязкие (30,56 мПа. с), смолистые (8,28%), парафинистые (2,72%), сернистые (1,58 %), с выходом фракций до 300⁰С в среднем около 36% объемных. Технологический шифр нефтей – II Т2 П2.

					ИНТех3. 21.02.0102. з2РЭ91 П3	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		14

1.4 Состояние разработки месторождения

Западно-Сургутское месторождение введено в эксплуатацию в 1965 году. Максимальный уровень добычи нефти на месторождении в объеме 6157,8 тыс. т был достигнут в 1984 году. Начиная с 1985 года, добыча нефти на месторождении снижается до минимального значения – 2863,8 тыс. т в 1998 году. С 1999 года добыча нефти на месторождении возрастает до 3948,1 тыс. т в 2007 году.

С начала разработки на месторождении добыто 168592 тыс. т нефти, при обвоненности продукции – 85,5%. Попутно с нефтью отобрано 6873 млн. м³ растворенного газа. В 2017 году отбор растворенного газа составил 169 млн. м³, использование попутного газа – 98%. С начала разработки добыто 518694 тыс. т жидкости, в продуктивные пласты закачано 557535 тыс. м³ воды, накопленная компенсация отборов жидкости закачкой воды составила 100,8%.

В 2017 году на месторождении добыто 6023 тыс. т нефти, 27307,9 тыс. т жидкости, в продуктивные пласты закачано 26175,1 тыс. м³ воды, текущая компенсация отборов жидкости закачкой воды составила 92,1%.

В период 2017-2019 годов фактическая годовая добыча нефти опережала проектную, причём в 2019 году превышение фактической добычи над проектной составило 43% (5655 тыс. т – факт, 3950 тыс. – проект). Превышение фактической добычи объясняется активной разработкой пласта ЮС₂ и вводом новых скважин. В 2020 году фактическая добыча стала меньше проектной, причина – быстрое обводнение скважин и корректировка проектных значений добычи нефти.

Фактическая накопленная добыча нефти за анализируемый период меньше проектных значений, при этом отклонения не превышают 10%, что является допустимым. Сравнение проектных и фактических показателей разработки Западно-Сургутского месторождения приведено в таблице 2.

По состоянию на 01.01.2020 на балансе предприятия числится 2070 скважин, в том числе: добывающих – 1501, нагнетательных – 524, контрольных – 1, водозаборных – 44.

Коэффициент использования фонда: добывающих скважин – 0,967, нагнетательных скважин – 0,933. Коэффициент эксплуатации действующего фонда: добывающих скважин – 0,983, нагнетательных скважин – 0,989.

В 2020 году в эксплуатации на нефть перебивало 1178 скважин. Средний дебит скважин по нефти составил 9,7 т/сут, по жидкости – 67,2 т/сут. Средняя обводненность продукции составила 91,5%.

С обводненностью выше 90% эксплуатировалось 387 скважин, то есть 32,9% фонда добывающих скважин. В 2016 году из этого фонда добыто 967,4 тыс. т нефти (24,5% общего объема добычи). С дебитом нефти менее 5 т/сут эксплуатировалось 538 скважин (46% фонда), в том числе: с дебитом менее 2 т/сут – 261 скважина (22% фонда). Добыча нефти из низкодебитного фонда составила 431 тыс. т (10,9% общего объема добычи).

					ИНТех3. 21.02.0102. з2РЭ91 ПЗ	Лист
						15
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Таблица 2 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки Западно-Сургутского месторождения за 2017-2020 г.

Показатели	2017 г.		2018 г.		2019 г.		2020 г.	
	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
Добыча нефти, тыс. т/год	3700	4109	3820	5184	3950	5655	6023	5583
Накопленная добыча нефти, тыс. т	17704	13402	21 404	18590	25 104	24246	30276	29834
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	3,4	3,8	3,4	4,8	5,3	5,6	5,11	5,15

В целях повышения эффективности нефтеизвлечения на месторождении с 1999 года осуществляется зарезка боковых стволов (БС) при капитальном ремонте скважин (КРС). Всего за 1999-2019 г. зарезка боковых стволов проведена в 283 скважинах. Из скважин с боковыми стволами добыто 5323,4 тыс. т нефти, в среднем на один боковой ствол отобрано 23,1 тыс. т. В 2020 году из скважин с БС добыто 1246 тыс. т нефти, что составляет 31,6% от общего годового объема добычи нефти на месторождении.

2 ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

2.1 Разработка месторождений с применением заводнения

Движение жидкости по пласту к забоям скважин происходит за счет пластовой энергии, или, иначе, за счёт пластового давления. Чем больше пластовое давление, тем интенсивнее приток жидкости к скважине. При разработке нефтяных месторождений пластовое давление снижается. Темп снижения пластового давления зависит от количества отбираемой жидкости из пласта и от состояния методов восполнения пластового давления.

Для более полного и быстрого извлечения нефти или газа из залежи может быть применена та или иная система воздействия на продуктивный пласт (закачка воды, газа или других агентов), причем эта система будет способствовать поддержанию пластового давления (ППД).

В настоящее время основным способом воздействия является закачка воды в продуктивные пласты. Вода закачивается в нагнетательные скважины, под давлением, превышающим пластовое. Продвигаясь по пласту, вода вытесняет нефть по направлению к добывающим скважинам. Основная задача, которую необходимо решить при заводнении – обеспечить полное и равномерное вытеснение нефти и последующую её добычу.

Преимущества заводнения: доступность воды; возможность регулирования воздействия путём изменения объёмов закачки воды; высокая интенсивность воздействия, что позволяет сократить сроки разработки месторождения.

Недостатки заводнения: вода имеет большую подвижность чем нефть, поэтому при своём продвижении по пласту она прорывается по наиболее проницаемым пропласткам к добывающим скважинам и обводняет их, при этом значительные нефтенасыщенные зоны пласта остаются не охваченные воздействием. Следствием этого является снижение коэффициента нефтеизвлечения – больше половины нефти остаётся в пласте после окончания разработки. Для повышения эффективности заводнения применяют различные методы увеличения нефтеотдачи пластов. Большинство методов увеличения нефтеотдачи основаны на закачке в пласт вместе с водой различных химических реагентов, которые повышают вязкость воды, снижают проницаемость промытых каналов, направляя воду на неохваченные заводнением участки и т. д. Также применяются гидродинамические МУН, сущность которых заключается в изменении режимов закачки и отбора нагнетательных и добывающих скважин. При этом происходит изменение направление потоков фильтрации воды в пласте и повышается нефтеизвлечение.

					ИНТех3. 21.02.0102. з2РЭ91 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		17

2.2 Расположение скважин при различных системах разработки, система разработки Западно-Сургутского месторождения

Сетка скважин должна обеспечивать равномерное и возможно более полное вытеснение нефти водой по направлению от нагнетательных к добывающим скважинам.

Расположение скважин при законтурном заводнении.

Нагнетательные скважины, размещаются за внешним контуром нефтеносности на расстоянии 400-800 м от него. Эксплуатационные скважины располагаются внутри контура нефтеносности параллельно контуру.

Применяется при разработке сравнительно небольших по размерам залежей с хорошими коллекторскими свойствами. В результате заводнения приток воды к пласту увеличивается и давление и нефтяной залежи поддерживается на высоком уровне.

Недостатком законтурного заводнения является повышенный расход воды из-за частичного ухода за пределы линия нагнетания; замедленное реагирование на залежь из-за удалённости линия нагнетания от добывающих скважин.

Расположение скважин при приконтурном заводнении (рисунок 2).

Нагнетательные скважины располагают либо вблизи контура нефтеносности, либо непосредственно на нем. Применяют на небольших месторождениях при недостаточной гидродинамической связи продуктивного пласта с внешней областью. Обладает большей интенсивностью воздействия чем законтурное заводнение.

Расположение скважин при внутриконтурном заводнении.

При внутриконтурном заводнении нагнетательные скважины располагаются внутри контура нефтеносности. Представлено целым рядом разновидностей: разрезание рядами нагнетательных скважин; площадное; избирательное; очаговое; головное; барьерное. Выбор той или иной разновидности определяется конкретными геологическими условиями, физико-химическими свойствами нефти и т. д.

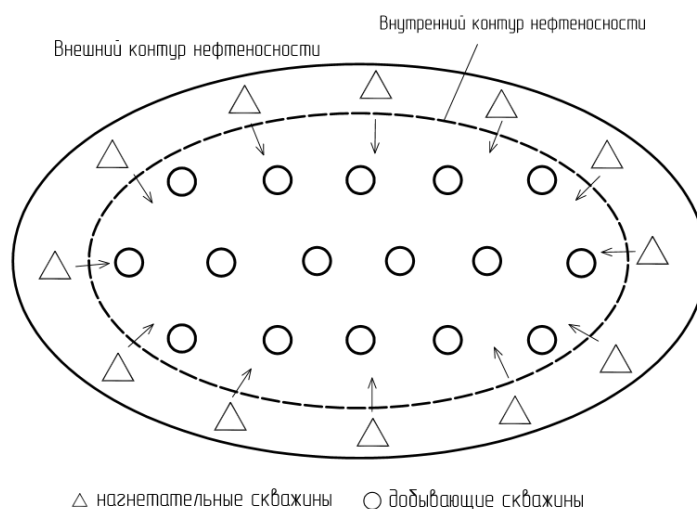


Рисунок 2 – Система разработки нефтяной залежи с приконтурным заводнением

Метод внутриконтурного заводнения применяется для интенсификации разработки нефтяной залежи, занимающей значительную площадь. Позволяет повысить конечное нефтеизвлечение, сократить сроки выработки запасов.

При внутриконтурном заводнении наиболее распространён способ разрезания залежи на отдельные блоки или площади за счёт закачки воды в ряды нагнетательных скважин, расположенных вдоль намеченных линий разрезания (блоковое заводнение). Затем эти блоки разрабатываются самостоятельно. При этом разрезающие ряды располагают таким образом, чтобы выделить площади самостоятельной разработки, значительно различающиеся по геолого-промысловой характеристике (участки с разным количеством пластов в эксплуатационном объекте, с разной продуктивностью разреза, с различным характером нефтеводонасыщения и т. д.).

Большое преимущество системы разработки с разрезанием объекта на площади – возможность начинать проектирование и разработку с площадей наиболее продуктивных и с наибольшими запасами.

При вытянутой форме залежи ряды скважин располагают обычно перпендикулярно к ее длинной оси, рисунок 3.

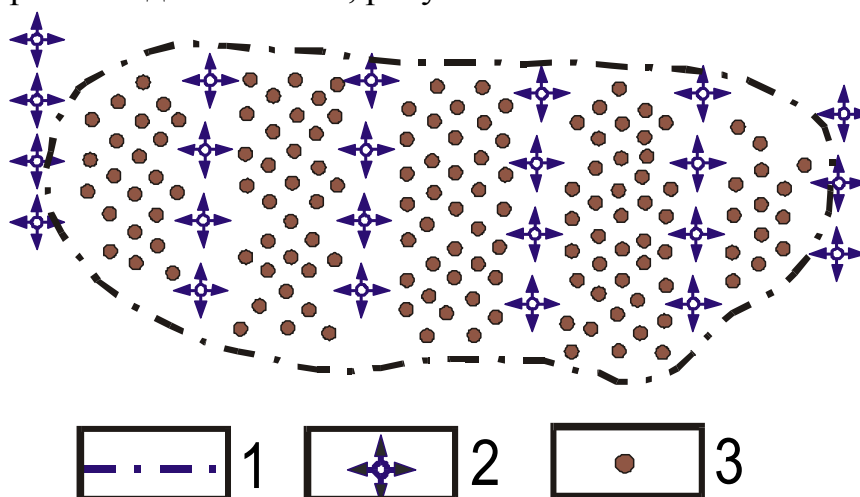


Рисунок 3 – Система разработки нефтяной залежи с блоковым заводнением: 1 – контур нефтеносности. Скважины: 2 – нагнетательные; 3 – добывающие

При «круговой» форме залежей, особенно с обширными площадями нефтеносности, направление рядов скважин выбирают с учетом зональной неоднородности продуктивных пластов. При ином направлении блоков, принятом без учета данных о границах зон разной продуктивности, разрезающие ряды в значительной части могут оказаться на участках с пониженной проницаемостью пласта, что обусловит низкую приемистость значительной части нагнетательных скважин и отсутствие в части высокопродуктивных зон воздействия нагнетаемой воды.

Обычно все скважины разрезающего ряда после бурения непродолжительно эксплуатируются на нефть при возможно более высоких

дебитах. Это дает возможность очистить призабойную зону пласта и снизить пластовое давление в ряду, т.е. создает условия для успешного освоения скважин под закачку воды. Затем скважины через одну осваивают под нагнетание, продолжая интенсивную добычу нефти из промежуточных скважин ряда. Это способствует перемещению нагнетаемой в пласт воды вдоль разрезающего ряда. После обводнения промежуточных скважин они также переводятся под закачку воды. При такой технологии освоения скважин разрезающего ряда вдоль него в пласте создается полоса воды.

Добывающие скважины при этой разновидности заводнения располагают в рядах, параллельных разрезающим рядам. Отбор нефти из добывающих скважин и продолжающееся нагнетание воды в скважины разрезающего ряда обуславливают расширение полосы воды, созданной вдоль ряда, и перемещение ее границ в направлении к добывающим рядам. Таким путем обеспечиваются вытеснение нефти водой и перемещение ее в пласте к добывающим скважинам.

Объекты Западно-Сургутского месторождения разрабатываются по трёхрядной блоковой системе (рисунок 4).

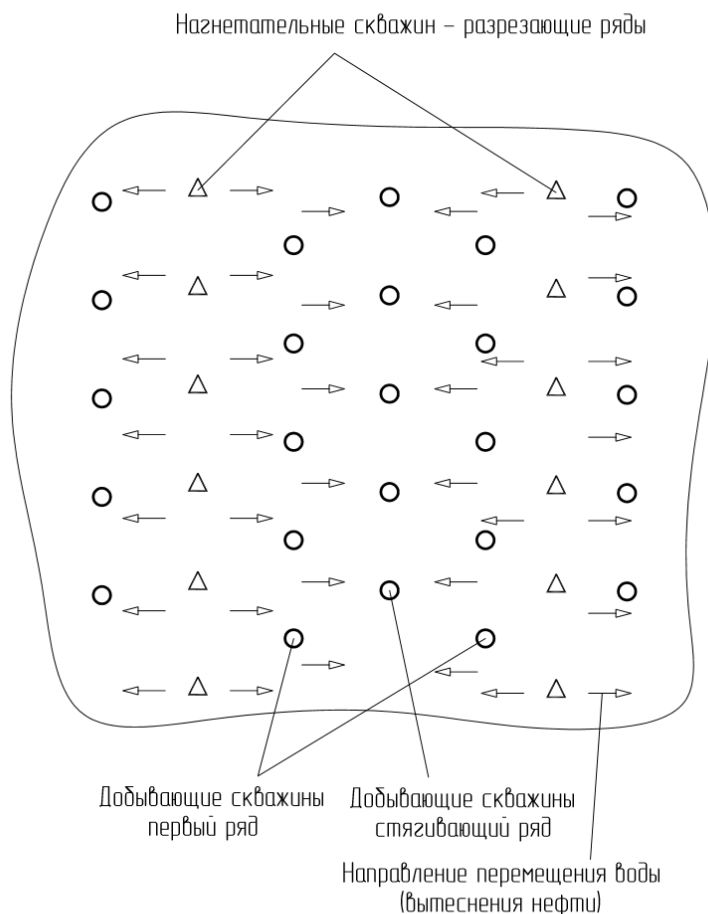


Рисунок 4 – Схема трёхрядной системы разработки эксплуатационного объекта

При трёхрядной системе между рядами нагнетательных скважин расположено три ряда добывающих скважин. Добывающие скважины располагают в рядах, параллельных разрезающим рядам нагнетательных скважин. При такой системе заводнения, при отборе нефти из добывающих

скважин и нагнетании воды в скважины разрезающего ряда, происходит расширение полосы воды, созданной вдоль ряда, и перемещение ее границ в направлении к добывающим рядам. Таким образом происходит вытеснение нефти водой и перемещение ее в пласте к добывающим скважинам.

Расположение скважин при площадном заводнении (рисунок 5).

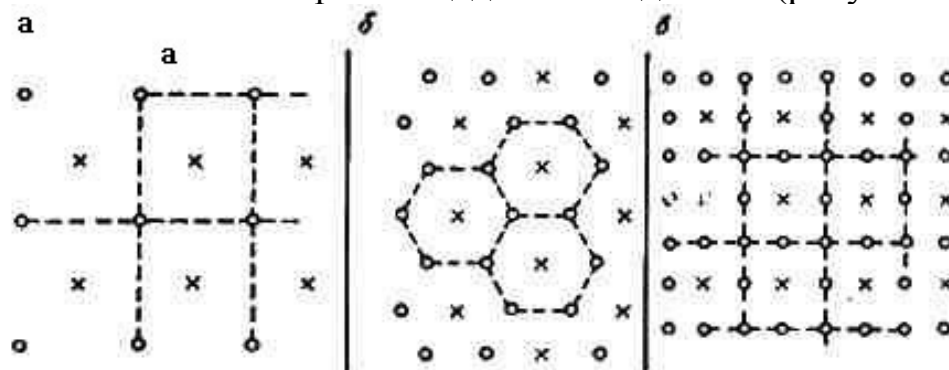


Рисунок 5 – Схема размещения скважин при площадном заводнении: а) 5 – точечная система; б) 7 – точечная система; в) 9 – точечная система. о – добывающие скважины; х – нагнетательные скважины

Наиболее часто используются на практике системы разработки нефтяных месторождений с площадным расположением скважин. При этой системе добывающие и нагнетательные скважины размещаются по правильным схемам, которые бывают четырёхточечными, пятиточечными, семиточечными и девятиточечными. Площадное заводнение применяют при разработке пластов с очень низкой проницаемостью.

Четырёхточечная система представляет собой треугольник, в вершинах которого расположены добывающие скважины, а в центре – нагнетательная скважина. Пятиточечная система. Элемент системы представляет собой квадрат, в углах которого находятся добывающие, а в центре – нагнетательная скважина. Для этой системы отношение нагнетательных и добывающих скважин составляет 1:1. Семиточечная система. Элемент системы представляет собой шестиугольник с добывающими скважинами в углах и нагнетательной в центре. На одну нагнетательную скважину приходится две добывающие, т. е. отношение нагнетательных и добывающих скважин составляет 1:2.

Девятиточечная система. Соотношение нагнетательных и добывающих скважин составляет 1:3 – на одну нагнетательную скважину приходится 3 добывающих.

Самая интенсивная из рассмотренных систем с площадным расположением скважин четырёхточечная и пятиточечная, наименее интенсивная девятиточечная.

Системы с площадным расположением скважин по сравнению с рядной получают важное преимущество, состоящее в возможности более рассредоточенного воздействия на пласт. Это особенно существенно в процессе разработки сильно неоднородных по площади пластов. При использовании рядных систем для разработки сильно неоднородных пластов нагнетание воды или других агентов в пласт сосредоточено в отдельных рядах. В случае же

систем с площадным расположением скважин нагнетательные скважины более рассредоточены по площади, что дает возможность подвергнуть отдельные участки пласта большему воздействию.

Расположение скважин при избирательном и очаговом заводнении.

Во многих случаях геометрически правильным расположением нагнетательных и добывающих скважин нельзя достичь полного охвата заводнением пласта, особенно при наличии его неоднородного геологического строения. В этом случае прибегают к избирательному или очаговому заводнению.

Избирательное заводнение является разновидностью внутриконтурного заводнения – предусматривает выбор местоположения нагнетательных скважин после разбуривания эксплуатационного объекта по равномерной сетке с учетом изменчивости его геологического строения. При составлении первого проектного документа на разработку местоположение нагнетательных скважин не определяют.

После разбуривания объекта по равномерной сетке и некоторого периода эксплуатации всех скважин на нефть, для освоения под закачку воды выбирают скважины, местоположение которых наиболее полно отвечает геологическому строению пластов и обеспечивает эффективное воздействие на весь объем залежи. В конечном счете, нагнетательные скважины оказываются размещенными по площади объекта неравномерно.

Избирательное заводнение применяют при резкой зональной неоднородности пластов, выражающейся в неповсеместном залегании коллекторов, в наличии двух или трех разновидностей коллекторов разной продуктивности, распределенных неравномерно по площади и т. д., а также при нарушении объекта серией дизъюнктивных нарушений.

Избирательно-очаговое заводнение позволяет избирательно изменять направление потоков и градиента давления на фронте вытеснения нефти водой и отбора жидкостей с целью вытеснения нефти из менее проницаемых зон пласта.

Однако избирательно-очаговое заводнение имеет определённые недостатки. В первую очередь осложняется система водоснабжения объектов: увеличивается по длине и усложняется система водоводов от КНС или БКНС, повышается, как правило, их гидравлическое сопротивление.

Также избирательно-очаговое заводнение не решает полностью основной проблемы любой системы заводнения, а именно – опережающее обводнение пласта по высокопроницаемым пропласткам и оставление неизвлеченных запасов нефти в малопроницаемых пластах или отдельных прослоях коллектора с разной проницаемостью. Если в процессе заводнения образовались высокопроницаемые (промытые) зоны по которым циркулирует вода от нагнетательных к добывающим скважинам, то перевод добывающей скважины в нагнетательную в рамках избирательно-очагового заводнения не даст продолжительного по времени эффекта. Бурение новой скважины связано с дополнительными затратами и тоже не даёт гарантии полного охвата участка заводнением.

						<i>Лист</i>
					ИНТех3. 21.02.0102. з2РЭ91 ПЗ	22
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

Наилучшим выходом из положения является применение, наряду с избирательно-очаговым или каким-либо другим способом заводнения, физико-химических методов увеличения нефтеотдачи. Современные физико-химические методы позволяют ограничить движения воды по каналам с низким фильтрационным сопротивлением, что позволит более рационально использовать ее энергию для вытеснения нефти.

					ИНТех3. 21.02.0102. з2РЭ91 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		23

2.3 Организация системы ППД на Западно-Сургутском месторождении

Производственная инфраструктура Западно-Сургутского месторождения расположено в зоне деятельности НГДУ «Сургутнефть», имеющего развитую производственную инфраструктуру: цех подготовки и перекачки нефти (ЦППН), дожимные насосные станции, систему напорных и межпромысловых нефтепроводов, газопроводов, водоводов, сеть автомобильных дорог, систему электроснабжения, базы производственного обслуживания.

Система сбора и транспорта продукции скважин на Западно-Сургутском месторождении включает в себя:

- четыре дожимные насосные станции с установками предварительного сброса пластовой воды (ДНС с УПСВ) суммарной проектной производительностью по жидкости 55 тыс.м³/сут: ДНС-1П, ДНС-1, ДНС-3, ДНС-4;

- четыре кустовые насосные станции суммарной проектной производительностью 44,9 тыс.м³/сут;

- нефтесборные сети протяжённостью порядка 189 км;

- высоконапорные водоводы протяжённостью порядка 176 км;

- низконапорные водоводы пресной и сточной воды протяжённостью 34 км;

- система нефтепроводов напорных протяжённостью 58,5 км;

- система внутрпромыслового и внешнего транспорта газа.

Западно-Сургутское месторождение находится на поздней стадии разработки (обводнённость скважин высокая $\approx 90\%$), поэтому для заводнения достаточно пластовой жидкости извлекаемой на поверхность вместе с нефтью. В этом случае организуется замкнутая система водоснабжения с утилизацией сточных промысловых вод. Организация системы водоснабжения (рисунок 6):

- пластовая жидкость (вода+нефть) с добывающих скважин поступает на дожимные насосные станции (ДНС) и установки подготовки нефти (УПН) где происходит отделение основной массы воды от нефти (вода, отделённая от нефти называется подтоварной);

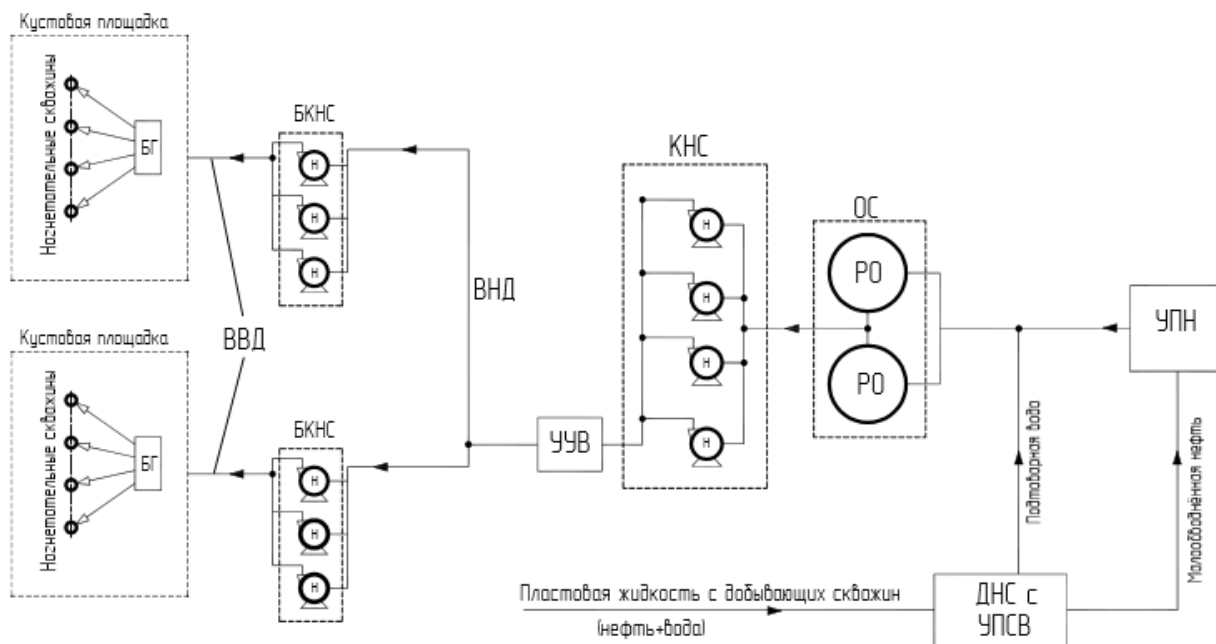
- далее подтоварная вода поступает на очистные сооружения (ОС) для окончательной очистки от капелек нефти и механических примесей;

- после очистки конечная насосная станция (КНС) подаёт воду на блочные кустовые насосные станции (БКНС), которые насосами перекачивают её под высоким давлением на кусты;

- на кустах через распределительные устройства (блоки напорных гребёнок) вода поступает в нагнетательные скважины.

Очистные сооружения и станции перекачки воды (КНС) входят в состав ДНС, которые распределены по площади месторождения и УПН. Установки подготовки нефти, как правило расположены в одном месте – в центральном пункте сбора (ЦПС). На ЦПС поступает нефть со всех ДНС промысла и также может поступать сразу с кустовых площадках (минуя ДНС).

					ИНТех3. 21.02.0102. з2РЭ91 ПЗ	<i>Лист</i>
						24
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		



Условные обозначения

- | | |
|--|---|
| ОС – очистные сооружения | УПН – установка подготовки нефти |
| КНС – конечная насосная станция | ДНС с УПСВ – децентрализованная насосная станция с установкой превентивного сброса воды |
| БКНС – блочная кустовая насосная станция | ВНД – вававод низкого давления |
| БГ – блок напорных гребёнок | ВВД – вававод высокого давления |
| Н – насосы перекачки воды | УЧВ – узел учёта воды |
| РО – резервуар-отстойник | |
| ВЧ – вавазаборные устройства | |

Рисунок 6 – Схема замкнутой системы водоснабжения

Подготовка пластовых вод для ППД.

Подтоварную воду (воду, полученную в результате отделения воды от нефти нельзя сразу закачивать в пласт, т. к. это может вызвать загрязнение продуктивного пласта и снижение его проницаемости, к коррозии оборудования. Перед закачкой в пласт подтоварная вода подвергается очистке от механических примесей, остатков нефти, соединений железа.

На месторождении для очистки воды применяются отстойные установки закрытого типа. В отстойных установках очистка воды от примесей происходит за счёт разделения фаз в поле тяжести внутри резервуара: капельки нефти в воде всплывают вверх, а механические примеси оседают на дне.

2.4 Эффективность системы ППД Западно-Сургутского месторождения

Закачку воды в целях поддержания пластового давления на Западно-Сургутском месторождении начали проводить с 1981 года. В настоящее время с поддержанием пластового давления разрабатываются объекты АС₇₋₈, АС₉₋₁₀, БС₂, БС₁₀, БС₁₈₋₂₂ и ЮС₂. С начала разработки в продуктивные пласты закачано 112907 тыс. м³ воды. Текущая компенсация отборов жидкости закачкой воды составила 111,6%, накопленная 95,1%.

В качестве источников водоснабжения на месторождении используется подтоварная вода с УПСВ ДНС-1, ДНС-3 и ДНС-4 месторождения и сеноманская вода водозаборных скважин, пробуренных на площадке БКНС. Доля подтоварной воды составила 93,9% от общего объема закачки воды, сеноманской – 6,1%. Сеноманская вода служит дополнительным источником водоснабжения к объемам подтоварной воды, для покрытия общей потребности в воде по Яунлорскому месторождению.

Контроль качества закачиваемой воды осуществляется лабораторным анализом проб на содержание твердых взвешенных веществ (ТВВ) и нефтепродуктов. Результаты анализов проб показывают, что в закачиваемой воде наличие нефтепродуктов в пределах 30 мг/л. Содержание механической примесей и нефтепродуктов в закачиваемой воде соответствует предельно допустимые нормам содержания по пластам:

На основных объектах разработки Западно-Сургутского месторождения (АС₇₋₈, БС₁₀, БС₁₈₋₂₂) организована блоковая трёхрядная система заводнения с размещением добывающих скважин по сетке 425х425 в сочетании с поперечным разрезанием блоков (см. рисунок 4).

Действующий фонд нагнетательных скважин месторождения составляет 477 ед. Устьевое давление нагнетательных скважин – 17 МПа (для объектов АС, ЮС), 13 МПа (для объектов БС). Средняя приёмистость нагнетательных скважин составляет 188 м³/сут, средний объем закачки на одну нагнетательную скважину составляет 685,7 тыс. м³.

Эффективность системы ППД определяется степенью снижения пластового давления относительно первоначального значения. Начальное пластовое давление по объектам разработки Западно-Сургутского месторождения составляет: АС₇₋₈ – 18 МПа; АС₉₋₁₀ – 21,6 МПа; БС₂ – 22,3 МПа; БС₁₀ – 22,5 МПа; БС₁₈₋₂₂ – 26 МПа, ЮС₂ – 26 МПа (таблица 3).

Снижение текущего пластового давления в зоне отбора относительно первоначального составляет:

- по объекту АС₇₋₈ - 3,0 МПа (16,7 %);
- по объекту АС₉₋₁₀ -1,5 МПа (6,9 %);
- по объекту БС₂ -1,7 МПа (7,6 %);
- по объекту БС₁₀ -2,4 МПа (10,7 %);
- по объекту БС₁₈₋₂₂ -2,1 МПа (8,1 %);
- по объекту ЮС₂ – 1,2 МПа (4,9 %).

					ИНТех3. 21.02.0102. з2РЭ91 ПЗ	Лист
						26
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Таблица 3 – Пластовое давление по объектам разработки

Объект	Начальное пластовое давление, МПа	Текущее пластовое давление, МПа		
		В зоне отбора	В зоне нагнетания	В контуре нефтеносности
АС ₇₋₈	18,0	14,2	16,3	15,0
АС ₉₋₁₀	21,6	19,8	20,7	20,1
БС ₂	22,3	20,6	21,4	21,0
БС ₁₀	22,5	20,1	23,2	20,9
БС ₁₈₋₂₂	26,0	23,9	26,4	24,5
ЮС ₂	26,0	24,8	26,2	25,3

Энергетическое состояние объектов месторождения в целом на данном этапе разработки можно считать удовлетворительным. Однако снижение текущего пластового давления (особенно на объектах АС₇₋₈, БС₁₀) ухудшает условия вытеснения нефти.

2.5 Применение установок ЭЦН перевёрнутого типа для закачки воды в нагнетательные скважины

Одной из проблем разработки Западно-Сургутского месторождения является снижение пластового давления для продуктивных пластов. Низкое пластовое давление приводит:

- к снижению динамического уровня жидкости в добывающих скважинах, что осложняет работу насосного оборудования;
- к снижению уровня добычи и коэффициента извлечения нефти.

Повысить пластовое давление и улучшить энергетическое состояние объекта разработки можно путём увеличения текущих приёмистостей нагнетательных скважин за счёт повышения устьевого давления.

Существующая на месторождении централизованная система водоснабжения (КНС, БКНС, блок-гребёнки, водоводы) не позволяет повысить давление нагнетания из-за ограничения мощности насосов на КНС и БКНС. Также в системе водоснабжения имеются значительные потери давления из-за удалённости кустов скважин от БКНС и КНС.

Для повышения давления в системе ППД на месторождении проводятся опытно-промышленные работы по внедрению скважинных электроцентробежных насосов (ЭЦН), адаптированных для закачки воды в пласт.

Схема установки для закачки воды в пласт с помощью ЭЦН показана на рисунке 7 (установка ЭЦН перевёрнутого типа – УЭЦНПТ). Установка спускается в нагнетательную скважину. В качестве насосного агрегата применяется ЭЦН перевёрнутого типа. В этом случае электродвигатель, гидрозащита и входной модуль находятся выше насоса, а поток жидкости движется сверху вниз. Нижняя часть компоновки состоит из якоря, который фиксирует компоновку в скважине и пакера, который изолирует призабойную зону. Устье скважины оборудуется специальной арматурой, которая позволяет подавать воду под давлением и имеет узел для прохода электрического кабеля.

Работа установки: вода под давлением нагнетания БКНС подаётся через устьевую арматуру в затрубное пространство; через входной модуль вода попадает в полость электроцентробежного насоса, который создаёт дополнительный напор; с выхода насоса вода поступает в НКТ, изливается в подпакерное пространство и далее закачивается в пласт.

Охлаждение погружного электродвигателя осуществляется потоком закачиваемой воды.

Таким образом, установка позволяет увеличить давление нагнетания воды в пласт на величину напора, развиваемого ЭЦН.

Монтаж установки выполняется за две СПО: сначала в скважину спускается пакерная компоновка с якорем; затем установка ЭЦН перевёрнутого типа.

В состав установки входит расходомер, который позволяет контролировать расход нагнетаемой воды.

										Лист
										28
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ИНТех3. 21.02.0102. з2РЭ91 ПЗ					

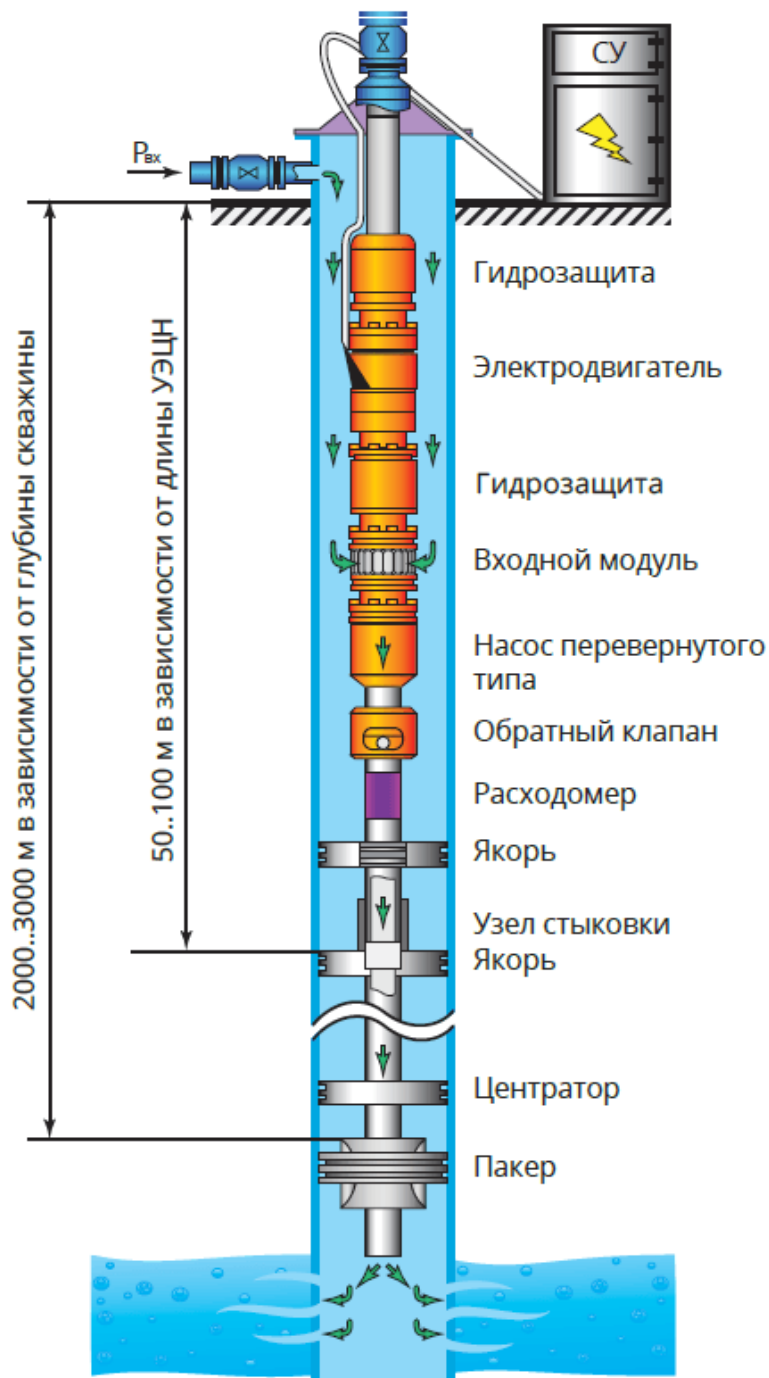


Рисунок 7 – Установка ЭЦН перевернутого типа для нагнетания воды в пласт

Преимущества УЭЦНПТ:

- обеспечивает закачку жидкости в нагнетательные скважины в больших объемах и с высоким давлением, что позволяет повысить пластовое давление до рекомендуемых значений;
- позволяет снизить давление в подводящих водоводах, что уменьшает затраты на высоконапорные коммуникации, повышает надежность, экологическую безопасность и уменьшает убытки от порыва водоводов

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ИНТех3. 21.02.0102. з2РЭ91 ПЗ

– снижаются гидравлические потери в водоводах, что позволяет снизить расход электроэнергии насосами перекачки воды

– используется такое-же оборудование ЭЦН, как и для нефтяных скважин (погружные электродвигатели, насосы, гидрозащита, кабель, станция управления), это упрощает монтаж, ремонт и обслуживание установки.

Технологическая эффективность внедрения УЭЦНПТ определяется увеличением дебита нефти и динамического уровня в реагирующих добывающих скважинах.

Анализ эффективности внедрения УЭЦНПТ на кустовой площадке №39 месторождения. Дата запуска УЭЦНПТ – апрель 2017 г. Закачка производится в нагнетательную скважину 234н, реагирующими являются шесть добывающих скважин.

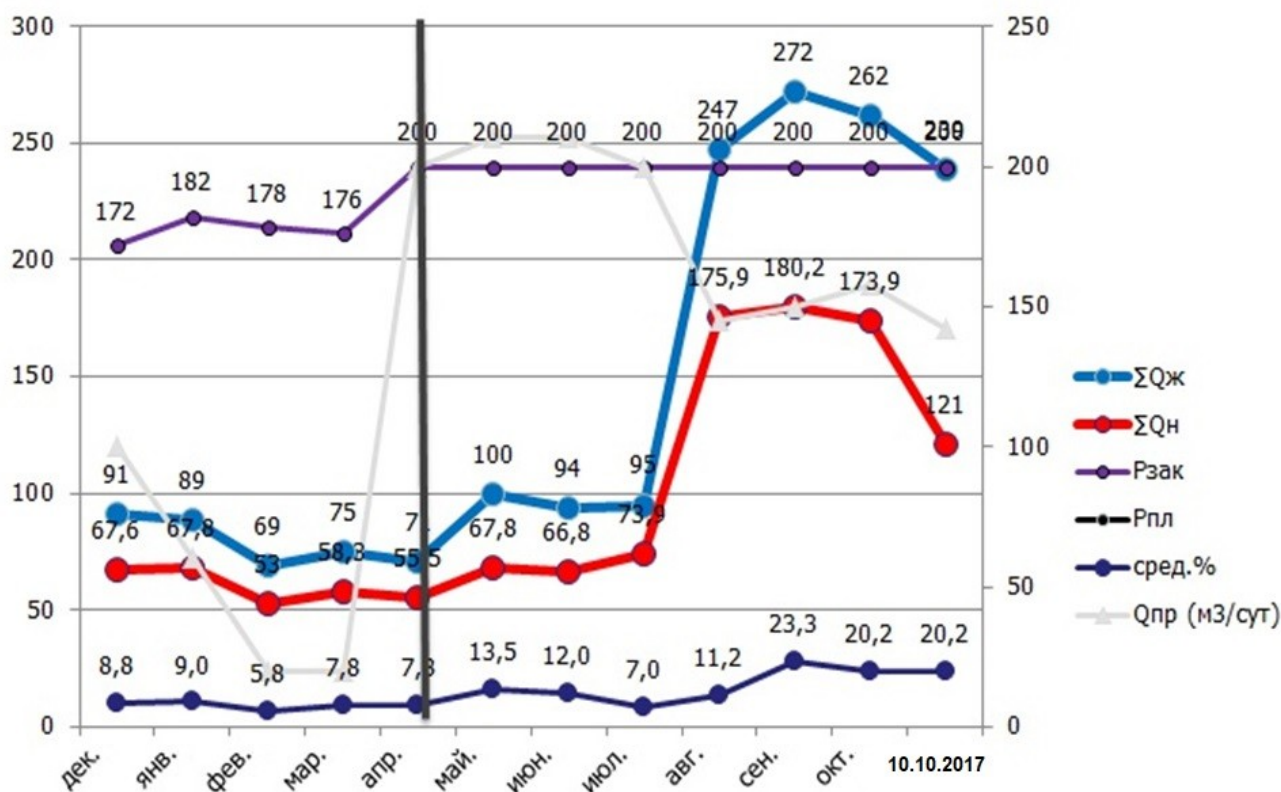
На графике (рисунок 8) показаны режимы работы нагнетательных и реагирующих добывающих скважин до и после запуска УЭЦНПТ. К этим режимам работы относятся:

- суммарная закачка воды в нагнетательные скважины, м³/сут.;
- суммарная добыча нефти, т/сут.;
- средняя приёмистость нагнетательных скважин, м³/сут.;
- среднее давление закачки воды, атм.

Вывод:

- давление закачки воды увеличилось с 176 атм до 200 атм.;
- суммарный дебит реагирующих скважин по жидкости и нефти существенно увеличился;
- обводнённость выросла в среднем на 10%.

Таким образом, внедрение УЭЦНПТ на кустовой площадке дало положительный эффект.



Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ИНТех3. 21.02.0102. з2РЭ91 ПЗ

Рисунок 8 – Показатели работы нагнетательных и добывающих скважин до и после внедрения УЭЦНПТ

2.6 Расчёт давления закачки воды в нагнетательную скважину

При осуществлении заводнения нагнетаемая вода под высоким давлением подаётся от насосных станций к нагнетательным скважинам. При движении потока жидкости по подводящим трубопроводам вследствие гидравлических сопротивлений на трение происходит снижение давления. Потери давления зависят от скорости потока, характера движения жидкости, состояния внутренней поверхности труб. Из-за потерь давление нагнетания на устье скважины будет меньше давления, развиваемого подающими насосами.

Целью расчёта является определение потерь давления в подающем трубопроводе от БКНС до устья скважины и определение давления на устье нагнетательной скважины кустовой площадки. Если давление на устье нагнетательной скважины меньше рекомендуемого значения, то необходимо предусмотреть спуск в скважину УЭЦНПТ с целью повышения давления нагнетания. Для установки требуется подобрать напор насоса из условия обеспечения рекомендуемого значения давления нагнетания.

Расчёт проводим для куста скважин Западно-Сургутского месторождения. Вода на кустовую площадку подаётся от БКНС по водоводу высокого давления. Водовод состоит из двух участков, его схема приведена на рисунке 9.

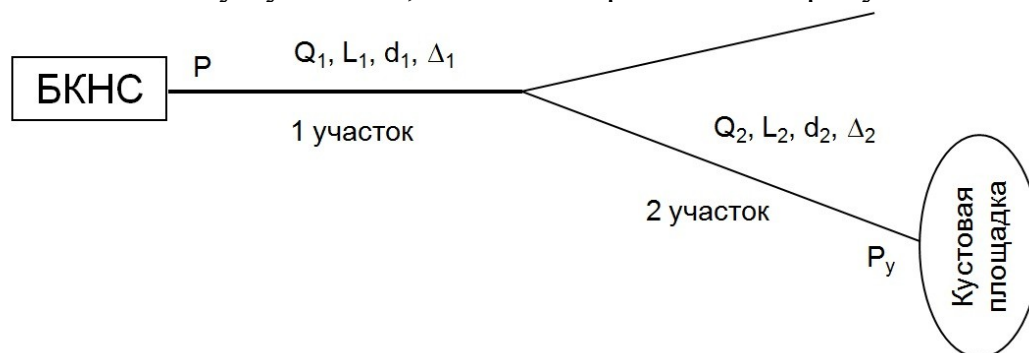


Рисунок 9 – Схема трубопровода

Исходные данные

Расход воды на первом участке: $Q_1=125 \text{ м}^3/\text{час}=0,0347 \text{ м}^3/\text{с}$.

Расход воды на втором участке: $Q_2=50 \text{ м}^3/\text{час} = 0,0139 \text{ м}^3/\text{с}$.

Длина первого участка: $L_1=1500 \text{ м}$.

Внутренний диаметр трубопровода на первом участке: $d_1=183 \text{ мм}$.

Длина второго участка: $L_2=2700 \text{ м}$.

Внутренний диаметр трубопровода на втором участке: $d_2=144 \text{ мм}$.

Динамическая вязкость пластовой воды: $\mu=1,3 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$.

Плотность пластовой воды: $\rho=1020 \text{ кг}/\text{м}^3$.

Давление нагнетания БКНС: $P=16 \text{ МПа}$.

Рекомендуемое давление на устье нагнетательных скважин: $P_{\text{рек}}=180 \text{ атм}$.

					ИНТех3. 21.02.0102. з2РЭ91 ПЗ	Лист
						31
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Шероховатость внутренней поверхности трубопровода на первом участке:
 $\Delta_1=0,3\text{мм}$.

Шероховатость внутренней поверхности трубопровода на втором участке:
 $\Delta_2=0,4\text{мм}$.

Расчёт потерь давления и давления на устье скважин.

Определим линейную скорость потока в подающем трубопроводе.

Для первого участка:

$$v_1 = \frac{Q_1}{S_1}, \quad (1)$$

Для второго участка:

$$v_2 = \frac{Q_2}{S_2}, \quad (2)$$

где S_1, S_2 – площадь внутреннего сечения труб, м^2 .

$$S_1 = \frac{\pi \cdot d_1^2}{4}, \quad (3)$$

$$S_2 = \frac{\pi \cdot d_2^2}{4}, \quad (4)$$

$$S_1 = \frac{3,14 \cdot 0,183^2}{4} = 26 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2$$

$$S_2 = \frac{3,14 \cdot 0,144^2}{4} = 16 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2$$

$$v_1 = \frac{0,0347}{26 \cdot 10^{-3}} = 1,33 \text{ м/с}$$

$$v_2 = \frac{0,0139}{16 \cdot 10^{-3}} = 0,87 \text{ м/с}$$

Определим значение числа Рейнольдса.

Для первого участка

$$\text{Re}_1 = \frac{v_1 \cdot d_1 \cdot \rho}{\mu}, \quad (5)$$

Для второго участка

$$\text{Re}_2 = \frac{v_2 \cdot d_2 \cdot \rho}{\mu}, \quad (6)$$

$$\text{Re}_1 = \frac{1,33 \cdot 0,183 \cdot 1020}{1,3 \cdot 10^{-3}} = 194700$$

$$\text{Re}_2 = \frac{0,87 \cdot 0,144 \cdot 1020}{1,3 \cdot 10^{-3}} = 100210$$

Режим движения жидкости на обоих участках турбулентный, т. к. $\text{Re} > 10000$.

Определим коэффициент гидравлического сопротивления по формуле Альтшуля.

На первом участке

$$\lambda_1 = 0,11 \cdot \sqrt[4]{\frac{68}{\text{Re}_1} + \frac{\Delta_1}{d_1}}, \quad (7)$$

На втором участке

$$\lambda_2 = 0,11 \cdot \sqrt[4]{\frac{68}{\text{Re}_2} + \frac{\Delta_2}{d_2}}, \quad (8)$$

$$\lambda_1 = 0,11 \cdot \sqrt[4]{\frac{68}{194700} + \frac{0,3}{183}} = 0,023$$

$$\lambda_2 = 0,11 \cdot \sqrt[4]{\frac{68}{100210} + \frac{0,4}{144}} = 0,027$$

Определим потери давления.

На первом участке

$$\Delta P_1 = \lambda_1 \cdot \frac{L_1}{d_1} \cdot \frac{v_1^2}{2} \cdot \rho, \quad (9)$$

На втором участке

$$\Delta P_2 = \lambda_2 \cdot \frac{L_2}{d_2} \cdot \frac{v_2^2}{2} \cdot \rho, \quad (10)$$

$$P_1 = 0,023 \cdot \frac{1500}{0,183} \cdot \frac{1,33^2}{2} \cdot 1020 = 170075 \text{ Па} = 0,9 \text{ МПа}$$

$$P_2 = 0,027 \cdot \frac{2700}{0,144} \cdot \frac{1,87^2}{2} \cdot 1020 = 902856 \text{ Па} = 2,1 \text{ МПа}$$

Суммарное падение давления

$$\Delta P = \Delta P_1 + \Delta P_2, \quad (11)$$

$$\Delta P = 0,9 + 2,1 = 3 \text{ МПа}$$

Давление воды на распределительном узле кустовой площадки – блок-гребёнке:

$$P_{\text{гр}} = P - \Delta P, \quad (12)$$

$$P_{\text{гр}} = 16 - 3 = 13 \text{ МПа}$$

Примем потери давления в блок-гребёнке и подводящих к скважинам трубопроводах равным $P_{\text{гр}} = 1 \text{ МПа}$, тогда давление на устье нагнетательных скважин составит:

$$P_y = 13 - 1 = 12 \text{ МПа} = 120 \text{ атм.}$$

Полученное давление нагнетания (120 атм.) меньше рекомендуемого значения – 180 атм. Для повышения давления в скважину необходимо спустить ЭЦН перевернутого типа. Подберём характеристики ЭЦН из условия обеспечения рекомендуемого давления – 180 атм.

Давление, создаваемое ЭЦН:

$$P_{\text{ЭЦН}} = P_{\text{рек}} - P_y, \quad (13)$$

$$P_{\text{ЭЦН}} = 180 - 120 = 60 \text{ атм.}$$

Напор ЭЦН:

									Лист
									33
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ИНТех3. 21.02.0102. з2РЭ91 ПЗ				

$$H_{\text{ЭЦН}} = \frac{P_{\text{ЭЦН}}}{\rho \cdot g}, (14)$$

$$H_{\text{ЭЦН}} = \frac{60 \cdot 10^5}{1020 \cdot 9,81} = 600 \text{ м}$$

Таким образом, электроцентробежный насос установки ЭЦН перевернутого типа, спущенный в нагнетательную скважину должен развивать напор не менее 600 м.

					ИНТех3. 21.02.0102. з2РЭ91 ПЗ	Лист
						34
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

3 ОХРАНА ТРУДА И ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

3.1 Охрана труда и техника безопасности при эксплуатации объектов системы ППД

Все работы, связанные с эксплуатацией объектов системы ППД должны проводиться с соблюдением инструкций и правил безопасного ведения работ. Это связано с наличием факторов опасности при обслуживании скважин, основными из которых являются:

- высокое давление;
- наличие высокого напряжения;
- высокий уровень шума в БКНС;
- сложность схемы водоводов высокого давления;
- высокая коррозионность пластовой воды;
- разнообразие и сложность нефтепромыслового оборудования;
- характер работы, связанный с привлечением специальной сложной и опасной техники ППУ, АДПМ, ЦА-320 и другой техники;
- передвижение на автотранспорте;
- суровые климатические условия.

Находясь на рабочих местах, рабочие должны пользоваться установленной для них спецодеждой, обувью и индивидуальными защитными приспособлениями. Рабочие места и участки работы должны оборудоваться указателями, предупреждающими рабочих об опасностях, а подвижные части механизмов должны ограждаться специальными заградительными щитами. Инструмент, которым пользуются рабочие при проведении работ, должен находиться в исправном состоянии.

Большинство методов повышения нефтеотдачи проводят при высоких давлениях, а поэтому перед применением методов необходима предварительная опрессовка всего оборудования и трубопроводов при надлежащем достаточном оснащении всей системы обвязки трубопроводов исправными приборами (манометрами).

При осуществлении поддержания пластового давления закачкой воды или газа на всех объектах системы ППД – кустовые насосные станции, трубопроводы, скважины – должно быть организовано наблюдение за состоянием их исправности. Не допускается наличие утечек воды и газа. При обнаружении утечек газа все работы в зоне возможной загазованности должны быть прекращены. Не допускается проведение работ в системе ППД при загрязнении рабочего места или прилегающей территории нефтью, при отсутствии должного освещения.

Не допускается проводить ремонтные работы в системе ППД по замене задвижек, контрольно-измерительных приборов и т. п. при наличии давления. При проведении ремонтных работ в насосных или компрессорных станциях пусковые устройства двигателей должны снабжаться плакатами «Не включать – работают люди». Если возникает необходимость проведения работ на скважинах

					ИНТех3. 21.02.0102. з2РЭ91 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		35

с нефтегазопроявлением, то должны быть соблюдены правила противопожарной безопасности. Работать следует, находясь с наветренной стороны, и использовать инструмент, не создающий искр, при соударении с оборудованием.

Работы по нагнетанию в скважину газа, пара, химических и других агентов проводятся в соответствии с проектом и планом, утвержденным нефтегазодобывающим предприятием. В плане должны быть указаны порядок подготовительных работ, схема размещения оборудования, технология проведения процесса, меры безопасности, ответственный руководитель работ.

При закачке химреагентов, пара, горячей воды на нагнетательной линии у устья скважины должен быть установлен обратный клапан.

Нагнетательная система после сборки до начала закачки должна быть опрессована на полуторократное ожидаемое рабочее давление.

При гидравлических испытаниях нагнетательных систем обслуживающий персонал должен быть удален за пределы опасной зоны, устанавливаемой планом работ. Ликвидация пропусков под давлением запрещается.

Перед началом технологического процесса на скважине с применением передвижных агрегатов руководитель работы обязан убедиться в наличии двусторонней переговорной связи.

Перед началом работы по закачке реагентов, воды и после временной остановки в зимнее время необходимо убедиться в отсутствии в коммуникациях насосных установок и нагнетательных линиях ледяных пробок.

Обогревать трубопроводы открытым огнем запрещается.

Обработка призабойной зоны и интенсификация притока в скважинах с негерметичными колоннами и заколонными перетоками запрещаются.

На период тепловой и комплексной обработки вокруг скважины и применяемого оборудования должна быть установлена опасная зона радиусом не менее 50 м.

Передвижные насосные установки необходимо располагать на расстоянии не менее 10 м от устья скважины, расстояние между ними должно быть не менее 1 м. Другие установки для выполнения работ (компрессор, парогенераторная установка и др.) должны размещаться на расстоянии не менее 25 м от устья скважины. Агрегаты устанавливаются кабинами от устья скважины.

Технологические режимы ведения работ и конструктивное исполнение агрегатов и установок должны исключить возможность образования взрывопожароопасных смесей внутри аппаратов и трубопроводов.

На всех объектах (скважинах, трубопроводах, замерных установках) образование взрывоопасных смесей не допускается, в планах проведения работ необходимо предусматривать систематический контроль газовоздушной среды в процессе работы.

Выкидная линия от предохранительного устройства насоса должна быть жестко закреплена, закрыта кожухом и выведена в сбросную емкость для сбора жидкости или на прием насоса.

Вибрация и гидравлические удары в нагнетательных коммуникациях не должны превышать установленные нормы.

4 ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

4.1 Охрана недр

Мероприятия по охране недр должны свести к минимуму отрицательное воздействие, как на разрабатываемые залежи, так и на продуктивные пласты или залежи, не вовлеченные в разработку. Для выполнения этого должны быть соблюдены следующие основные условия:

- применение технологии бурения, обеспечивающей предупреждение выбросов, поглощений, обвалов и других аварийных ситуаций;
- вскрытие продуктивных интервалов с применением промывочных жидкостей, обеспечивающих минимально возможное загрязнение призабойной зоны;
- выбор конструкции скважин, обеспечивающей безаварийную и эффективную эксплуатацию;
- обеспечение надежной изоляции всех нефтегазопроявляющих (поглощающих) интервалов и герметизации заколонного пространства для предотвращения неконтролируемых заколонных перетоков флюидов;
- выбор способа вторичного вскрытия, обеспечивающего максимальную продуктивность залежи и сохранность технического состояния скважин;
- проведение комплекса исследований (геолого-технических, геофизических, гидродинамических) для качественной и безаварийной проводки скважины и получения полного и достоверного объема информации о свойствах объектов разработки, пластовых флюидов, пластовых условиях.

Основной объём загрязнений недр происходит вследствие нарушения технического состояния скважин. Добывающие скважины рассчитаны на длительный срок эксплуатации. Нарушение герметичности эксплуатационных колонн может привести к образованию грифонов, межпластовых перетоков и открытому фонтанированию. На случай аварийного состояния коллекторов в групповых замерных установках предусматривается устройство автоматической блокировки скважин.

Также, причиной потери герметичности обсадных колонн может быть электрохимическая коррозия наружной поверхности труб. Защита промышленного оборудования от коррозии проводится с использованием ингибиторов коррозии, применением оборудования из коррозионностойких сталей и защитных металлических и неметаллических покрытий. Для предотвращения коррозионного разрушения применяется цементирование колонн до устья скважин.

В процессе эксплуатации скважин приповерхностная зона ствола скважин подвержена максимальным нагрузкам на верхние секции эксплуатационных колонн и интенсивным температурным напряжениям, ухудшающим условия крепления ствола скважин и герметичность обсадных колонн.

В целях охраны недр при эксплуатации скважин контроль за условиями крепления ствола скважин и герметичностью обсадных колонн проводится на

					<i>ИНТех3. 21.02.0102. з2РЭ91 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		37

уровне обязательных технологических решений, выполняемых нефтедобывающим управлением. При необходимости ликвидации скважин выполняются изоляционно-ликвидационные работы. Своевременное выполнение изоляционно-ликвидационных работ в скважинах, подлежащих ликвидации, предупреждает их негативное влияние на сохранность и рациональное использование природных ресурсов.

					ИНТех3. 21.02.0102. з2РЭ91 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		38

4.2 Мероприятия по охране окружающей среды

Технологические процессы, существующие в нефтяной и газовой промышленности, сопровождаются выбросами в почву, водоемы и атмосферу значительных количеств производственных отходов, загрязняющих воду и воздух.

Сброс загрязненных сточных вод, содержащих ядовитые органические и неорганические вещества, приводит к уничтожению растительных и рыбных богатств, ограничивает возможность использования водоемов для питьевого и промышленного водоснабжения, для сельского хозяйства, что приносит огромный ущерб народному хозяйству.

Большую опасность на суше представляют промысловые сточные воды в связи с их высокой токсичностью и агрессивностью. Во избежание действия их на окружающую среду следует применять полную утилизацию всех сточных вод – повторную закачку (после очистки) в продуктивные пласты.

Внедрение этого мероприятия позволит за счет осуществления замкнутого цикла водопотребления избежать вредного последствия загрязнения водоемов и почвогрунтов при порывах трубопроводов.

Снижению загрязнения на промыслах будут способствовать ликвидация внутрискважинного перетока пластовых вод, осуществление мероприятий по совершенствованию герметизации технологических процессов сбора, подготовки нефти, газа и сточных вод, внедрение методов и средств защиты оборудования от коррозии, блочных установок по дозированию ПАВ и др.

Следует широко использовать рациональные схемы рекультивации земель. Современные способы снятия и восстановления плодородного слоя почвы позволят снизить объем земляных работ и, главное, сохранить почвенный покров вокруг скважины.

В ПАО «Сургутнефтегаз» в целях охраны окружающей среды при реализации процессов ППД выполняются следующие мероприятия:
капитальный ремонт водоводов;

- внедрение металлопластмассовых труб и труб с антикоррозионным покрытием;
- использование ингибиторов коррозии для защиты трубопроводов;
- внедрение алюминиевых и магниевых протекторов для защиты от коррозии трубопроводов и запорной арматуры на блоках гребенок;
- исследование и цементирование за контуром, в том числе подъем цемента за контуром;
- герметизация эксплуатационной колонны;
- доподъем цемента за эксплуатационной колонной;
- ликвидация нефтегазопроявлений;
- восстановление плодородного слоя земли на месте аварий методом внесения фосфогипса.

					ИНТех3. 21.02.0102. з2РЭ91 ПЗ	Лист
						39
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Система ППД представляет собой комплекс технологического оборудования необходимый для подготовки, транспортировки, закачки рабочего агента в пласт нефтяного месторождения с целью поддержания пластового давления и достижения максимальных показателей отбора нефти из пласта. На нефтяных месторождениях в качестве рабочего агента применяют воду. Вода закачивается в пласт через нагнетательные скважины и вытесняет нефть из нефтенасыщенной зоны пласта по направлению к добывающим скважинам.

В систему ППД входят источники водоснабжения, насосные станции, водоводы низкого и высокого давления, нагнетательные скважины, распределительные устройства, устройства подготовки воды. В курсовой работе дано описание технологической схемы ППД, назначение её основных элементов, показатели системы ППД Западно-Сургутского месторождения.

При заводнении необходимо выбрать расположение нагнетательных и добывающих скважин таким образом, чтобы охватить заводнением как можно большую часть пласта. Для крупных месторождений, таких как Западно-Сургутское, применяется внутриконтурное заводнение, при котором залежь разрезается на отдельные блоки за счёт закачки воды в ряды нагнетательных скважин, расположенных вдоль намеченных линий разрезания. Объекты Западно-Сургутского месторождения разрабатываются по трёхрядной блоковой системе – между рядами нагнетательных скважин расположено три ряда добывающих скважин. Также применяется очаговое и избирательное заводнение.

Эффективность системы ППД определяется степенью снижения пластового давления относительно первоначального значения. Для разрабатываемых объектов Западно-Сургутского месторождения (АС₇₋₈, АС₉₋₁₀, БС₂, БС₁₀, БС₁₈₋₂₂, ЮС₂) снижение пластового давления относительно первоначального составляет 4,9%... 16,7% в зависимости от объекта.

Повысить эффективность системы ППД можно вытеснением нефти из низкопроницаемых коллекторов и удалённых зон продуктивного пласта, недостаточно охваченных заводнением. Для этого необходимо увеличить приёмистость нагнетательных скважин путём увеличения давления на их устье.

В ПАО «Сургутнефтегаз» для повышения давления нагнетания применяют установки электроцентробежных насосов перевёрнутого типа (УЭЦНПТ), которые спускаются в нагнетательную скважину. Конструктивно УЭЦНПТ представляет собой погружной электроцентробежный насосный агрегат, в котором электродвигатель, гидрозащита и входной модуль находятся выше насоса, а поток жидкости движется сверху вниз.

Преимущества УЭЦНПТ:

– обеспечивает закачку жидкости в нагнетательные скважины в больших объемах и с высоким давлением, что позволяет повысить пластовое давление до рекомендуемых значений;

										Лист
										40
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ИНТех3. 21.02.0102. з2РЭ91 ПЗ					

– позволяет снизить давление в подводящих водоводах, что уменьшает затраты на высоконапорные коммуникации, повышает надежность, экологическую безопасность и уменьшает убытки от порыва водоводов

– снижаются гидравлические потери в водоводах, что позволяет снизить расход электроэнергии насосами перекачки воды

– используется такое-же оборудование ЭЦН, как и для нефтяных скважин (погружные электродвигатели, насосы, гидрозащита, кабель, станция управления), это упрощает монтаж, ремонт и обслуживание установки.

В курсовом проекте дано описание устройства и работы УЭЦНПТ.

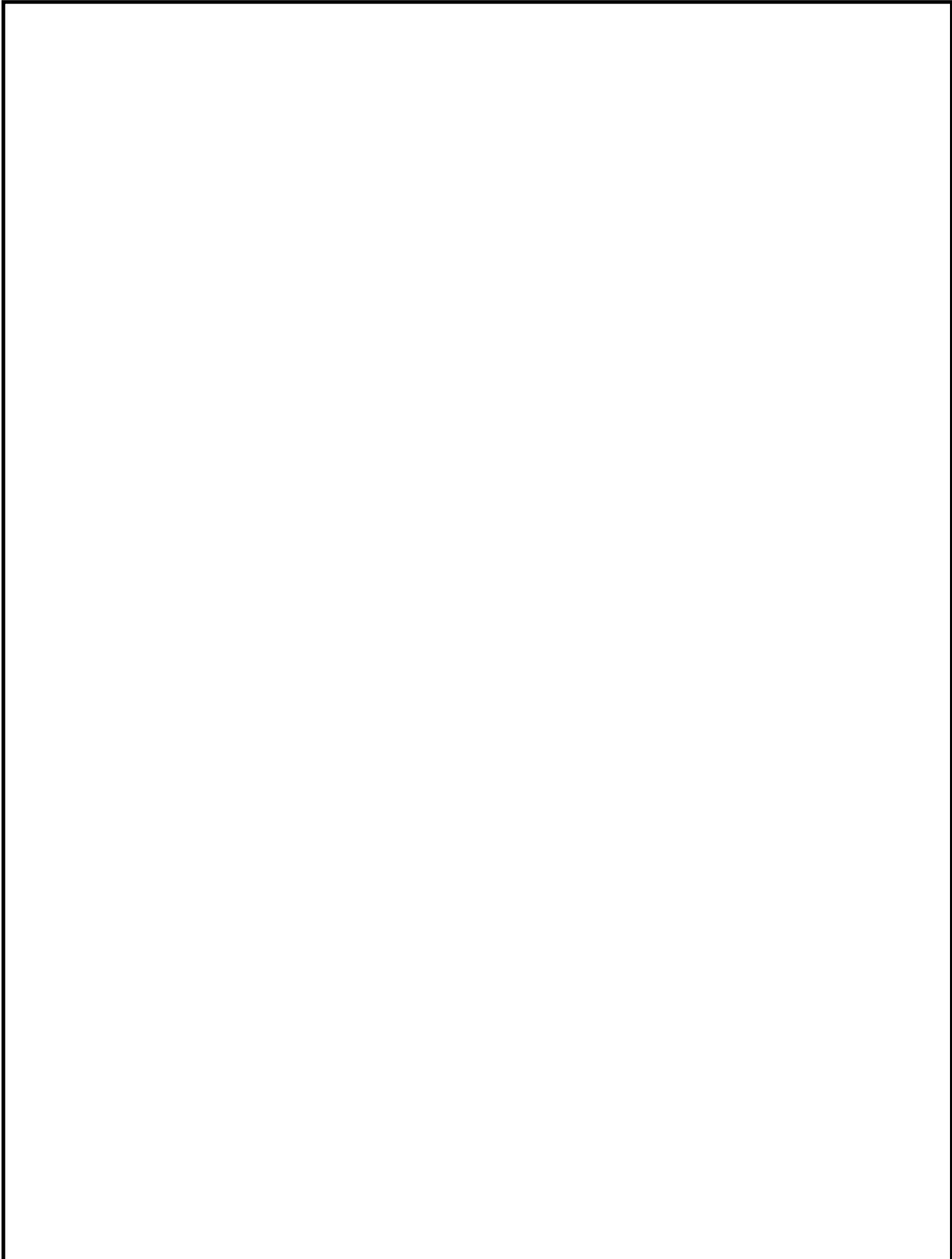
Технологическая эффективность внедрения УЭЦНПТ определяется увеличением дебита нефти и динамического уровня в реагирующих добывающих скважинах (скважинах, гидродинамически связанных с нагнетательными скважинами). Также в курсовом проекте проведён анализ эффективности внедрения УЭЦНПТ на кустовой площадке месторождения. Результаты анализа показали, что применение УЭЦНПТ для закачки воды в нагнетательную скважину обеспечивает положительный технологический эффект – дебит реагирующих скважин по нефти увеличился.

					ИНТех3. 21.02.0102. з2РЭ91 ПЗ	<i>Лист</i>
						41
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Акульшин А. И. и др. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин: Учебник для техникумов. – М.: Недра, 2017. – 387 с.
2. Андреев В.В. и др. Справочник по добыче нефти. – Уфа, 2017. – 411 с.
3. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. – М.: Недра, 2018 г. – 344 с.
4. Бухаленко Е. И. Нефтепромысловое оборудование: Справочник – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 2018.
5. Газизов А.А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2017. – 527 с.
6. Инструкция по охране труда при эксплуатации насосного оборудования КНС. НГДУ «Сургутнефть». – 2018. – 47 с.
7. Лутошкин Г. С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. – М.: ООО ТИД «Альянс», 2017. – 297 с.
8. Немков С. Т. Оборудование нефтяных и газовых промыслов. – М.: Н-Стандарт, 2018. – 380.

					ИНТех3. 21.02.0102. з2РЭ91 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		42



					ИНТех3. 21.02.0102. з2РЭ91 ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Улутое</i>				<i>Анализ эффективности работы системы ППД на Западно-Сургутском месторождении</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руков.</i>	<i>Резина</i>						4	41
<i>Н. контр.</i>						з2РЭ91		
<i>Утв.</i>								

					<i>ИНТех3. 21.02.0102. з2РЭ91 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		5