

Мулявин С.Ф. Научно-методическое обоснование разработки малых залежей нефти и газа/ С.Ф. Мулявин, А.Н. Лапердин, А.В.Бяков., Н.И.Зуева, М.В.Кравцова, А.С.Лебедев, А.Н.Юдаков. г. Санкт-Петербург: Издательство «Недра», типография «Полипресс», 2012. - 300 с.

4.3. Исследование эффективности применения одновременно-раздельной закачки воды на нефтяных месторождениях

Регулирование отработки пластов с целью максимального извлечения флюида в условиях неоднородных коллекторов требует применения методов одновременно-раздельной эксплуатации [119]. Так компания ОАО "Татнефть" активно развивает технологии одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) двух и более пластов одной скважиной [180, 181, 182]. Фонд скважин с ОРЭ в 2009 году достиг 561 единицы, дополнительный прирост среднесуточного дебита нефти по каждой такой скважине в текущем году составил 3,8 тонн в сутки. С начала эксплуатации подобных скважин объем накопленной дополнительной добычи нефти к концу 2009 года составил около 1127 тыс. т. Кроме этого, в компании с 2007 года получила развитие технология одновременно-раздельной закачки воды (ОРЗ), которая внедрена на 132 нагнетательных скважинах.

Технологии ОРЭ и ОРЗ дают возможность наиболее интенсивно проводить разработку одной сеткой скважин одновременно нескольких объектов, резко различающихся по коллекторским свойствам, составу флюида и глубине залегания. Данные технологии позволяют также сократить объемы бурения за счет использования ствола одной скважины и организации одновременного (совместного) отбора запасов нефти; повысить производительность скважины за счет оптимизации работы объектов; увеличить рентабельность отдельных скважин за счет подключения других объектов разработки или разных по продуктивности пластов одного объекта разработки.

Данная технология является одним из перспективных направлений в области совершенствования разработки в Западной Сибири, с использованием многопакерно-секционных компоновок скважин. ОРЭ включает в себя организацию одновременно-раздельной добычи (ОРД) и одновременно-раздельной закачки (ОРЗ) на многопластовых месторождениях [97, 102, 103, 104, 105, 119, 177, [178](#), [179](#)]. Интеллектуальные скважины с многопакерными компоновками подземного оборудования дают возможность

контролировать промысловые параметры работы системы «пласт-скважина» в режиме реального времени.

ОРД и ОРЗ – это новые технологии, включающие использование интеллектуальных скважин с многопакерно-секционными компоновками, предназначенные для раздельной добычи и дифференцированной закачки в геологически разнородные эксплуатационные объекты. Вопрос о совместной разработке нескольких эксплуатационных объектов одной сеткой скважин всегда привлекал к себе внимание, прежде всего по экономическим соображениям, так как значительная доля капитальных вложений затрачивается на разбурирование месторождения.

Принципиальная схема одновременно-раздельной разработки нескольких эксплуатационных объектов приведена на рис. 4.4.

Применение данной технологии позволяет решить вопросы управления воздействием на каждый из объектов путем установки различных штуцеров и клапанных устройств в глубинные штуцерные камеры, расположенные напротив эксплуатируемых объектов. Использование пакерующих компоновок позволяет решить целый спектр задач по управлению разработкой нескольких объектов, а именно:

- временное отключение одного или нескольких из эксплуатируемых пластов или интервалов с целью ожидания перераспределения поля давления в скважине (конусы газа и воды);
- нестационарное воздействие на пласты с целью повышения нефтеотдачи пластов;
- снижение депрессии на пласт с целью предотвращения преждевременного обводнения и прорыва газа к забою скважины, перераспределения давления, а так же ограничения разрушения коллектора для слабосцементированных пород;
- проведение прямых исследований каждого из продуктивных интервалов.

Известно, что совместная закачка воды в несколько пластов, неоднородных по проницаемости, приводит к неравномерному заводнению залежей. При этом ускоренное продвижение фронта вытеснения нефти водой по высокопроницаемым пластам приводит к прорывам воды к забоям добывающих скважин и, как следствие, возрастанию затрат на ее извлечение и последующую закачку в пласт. Это приводит в лучшем случае к повышению себестоимости добычи нефти, в худшем – к выводу обводненной скважины из эксплуатации вместе с потерей запасов нефти, оставшихся в низкопроницаемых пластах.

Гигантское по геологическим запасам нефти Приобское месторождение было открыто в 1982 г. на территории Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской

области. Южная территория Приобского месторождения, относящаяся к ОАО «Газпром нефть», введена в пробную эксплуатацию в 1999 году, а в промышленную разработку - в 2002 году.

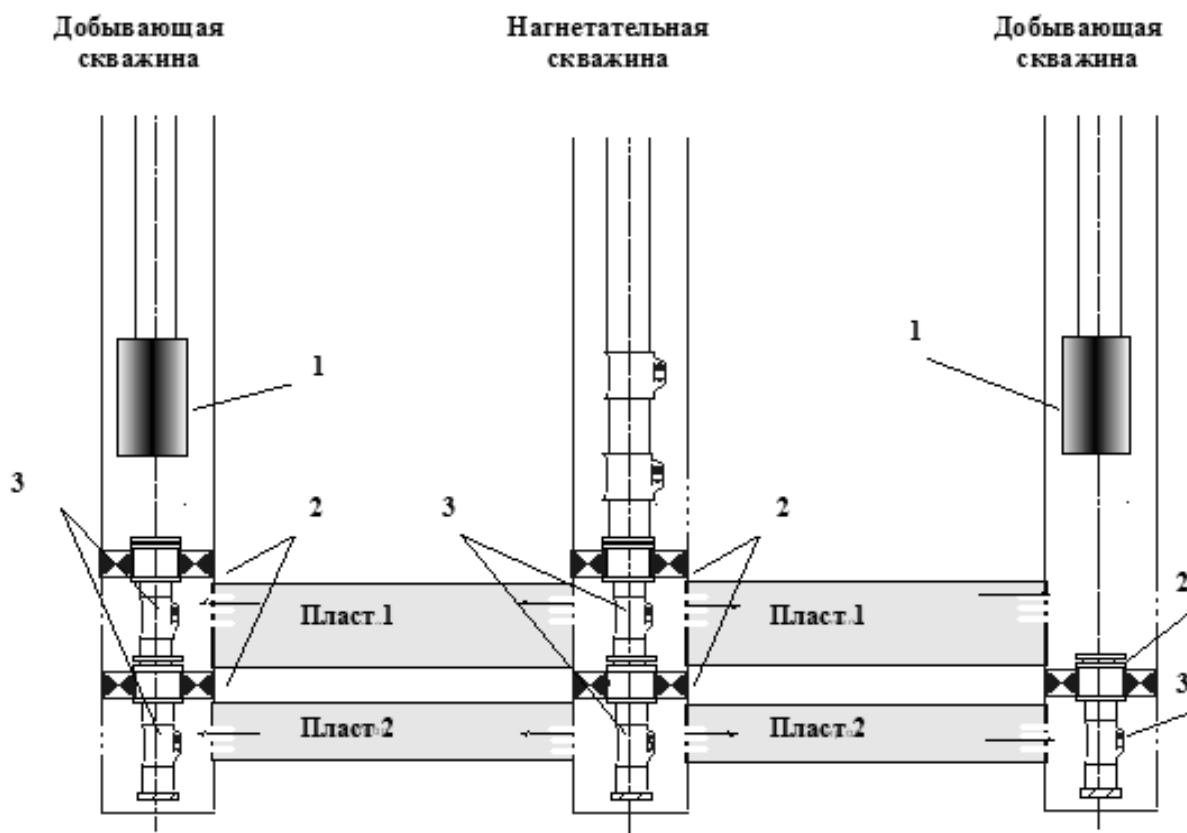


Рисунок 4.4. Принципиальная схема технологии ОРЭ. 1 – УЭЦН, 2 – пакер, 3 – мандрели

В тектоническом плане Приобское месторождение приурочено к западному склону Мансийской суперсинеклизы. Промышленно нефтеносны пласты AC_{10} , AC_{12}^1 , AC_{12}^2 фроловской свиты нижнего мела (рис. 4.5).

Месторождение характеризуется сложным геологическим строением, а именно:

- развитием в продуктивной толще клиноформных отложений с литологическими ловушками;
- наличием множества продуктивных пластов;
- низкими и значительно изменчивыми фильтрационно-емкостными свойствами пород-коллекторов;
- высокой степенью геологической неоднородности – пониженной песчанистостью (0,27-0,43) и высокой расчлененностью пластов (4,9-8,8).

При высокой неоднородности фильтрационных свойств проницаемость верхнего пласта AC_{10} составляет $0,0047 \text{ мкм}^2$ и кратно больше проницаемости нижних пластов - AC_{12}^1 и AC_{12}^2 ($0,0022$ и $0,0009 \text{ мкм}^2$ соответственно). Совокупные размеры площади

нефтеносности по всем пластам Приобского месторождения – 35*73 км. Глубины залегания пластов - в интервале 2488-2649 м с глинистыми перемычками между пластами толщиной от 63 до 102 м.

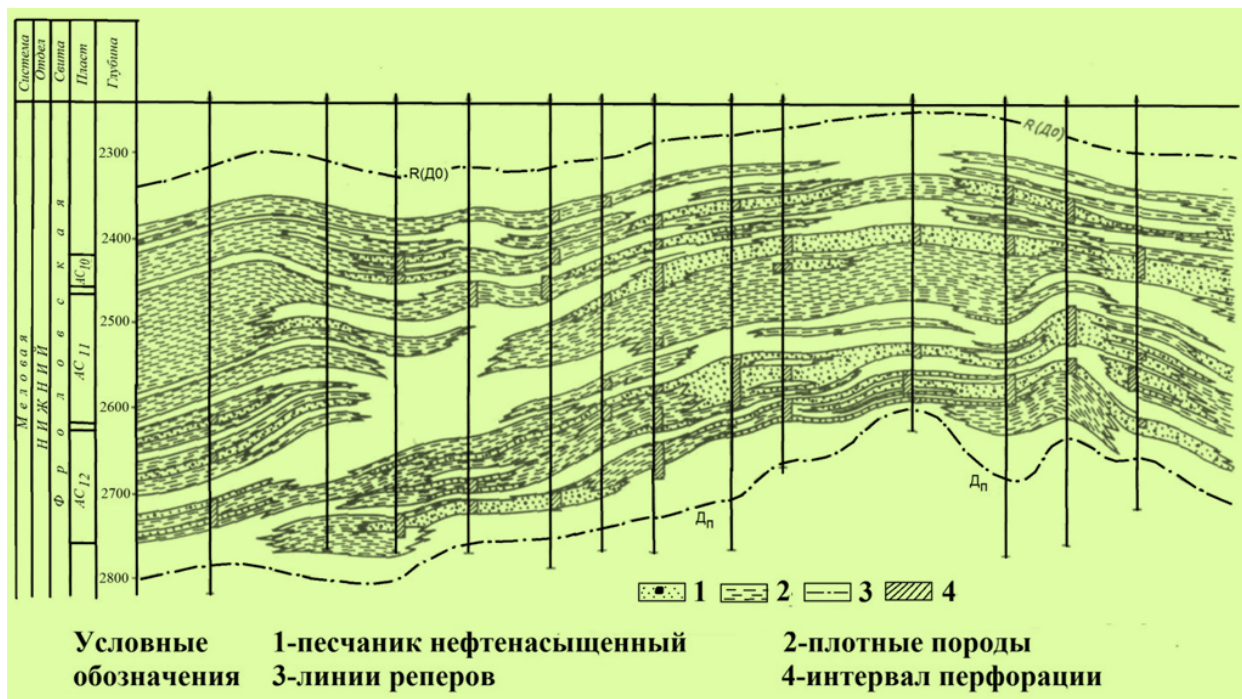


Рисунок 4.5. Геологический профиль продуктивной толщи Приобского месторождения

Средние нефтенасыщенные толщины пластов невысокие – от 3,4 в AC_{12}^1 до 6,9 м по AC_{12}^2 , коэффициент пористости – 18 %, проницаемости по ГДИ от 0,0003 до 0,0148 мкм².

Нефти средней плотности 0,863-0,868 т/м³, маловязкие, вязкость в пластовых условиях - 1,35÷1,52 мПа*с, парафинистые – 2,5 %, сернистые - 1,3 %, с невысоким газосодержанием 70÷77 м³/т при давлении насыщения - 11,9÷12,9 МПа (табл. 4.7). Термобарические условия типичные для региона: начальное пластовое давление близко к гидростатическому (25,6÷26,0 МПа), пластовая температура 87÷92 °С. При раздельном испытании пластов притоки нефти не превышали 8 т/сут.

В соответствии с проектными решениями, продуктивные пласты объединены в единый эксплуатационный объект с реализацией однорядной системы заводнения с плотностью сетки скважин 31,2 га/скв и ориентацией разрезающих нагнетательных рядов в северо-западном направлении, согласно тренду напряженности пород.

Добыча нефти на месторождении достигла максимума - 7.1 млн т в 2008 году при темпе отбора от НИЗ, равного 2,5 %. С начала разработки из продуктивных пластов месторождения добыто 22,538 млн т нефти, что составляет 8,0 % от начальных

извлекаемых запасов при обводненности продукции скважин 22,4 %, текущий КИН – 0,022 д.ед. (рис. 4.6).

Таблица 4.7. Геолого-физическая характеристика эксплуатационного объекта Приобского месторождения

Параметры	пласты		
	АС ₁₀	АС ₁₂ ¹	АС ₁₂ ²
Средняя глубина, м	2488	2586	2649
Тип залежи	Литологически-экранированная		
Тип коллектора	Терригенный поровый		
Нефтенасыщенная толщина, м	5.1	3.4	6.9
Общая толщина, м	75	97	95
Пористость, д.ед.	0.18	0.18	0.18
Средняя нефтенасыщенность, д.ед.	0.61	0.56	0.5
Проницаемость, мкм ²	0.0047	0.0022	0.0009
Пластовая температура, °С	87	89	92
Пластовое давление, МПа	25.6	25.8	26
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа•с	1.52	1.37	1.35
Коэффициент песчанистости, д.ед.	0.32	0.27	0.43
Коэффициент расчлененности, ед.	6.2	4.9	8.8
Объемный коэффициент нефти, ед.	1.2	1.2	1.2
Содержание серы, %	1.3	1.3	1.3
Содержание парафина, %	2.48	2.46	2.47
Давление насыщения нефти газом, МПа	11.9	11.9	12.9
Газосодержание, м ³ /т	70	75	77
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0.868	0.865	0.863
Средняя продуктивность, 10•м ³ /(сут•МПа)	0.113	0.063	0.045

Всего на месторождении пробурено 1122 скважины. Структура эксплуатационного фонда по состоянию на 1.01.2009 г. следующая: добывающих скважин – 681, из них 672 - действующих, 302 - нагнетательных, из них 280 - под закачкой.

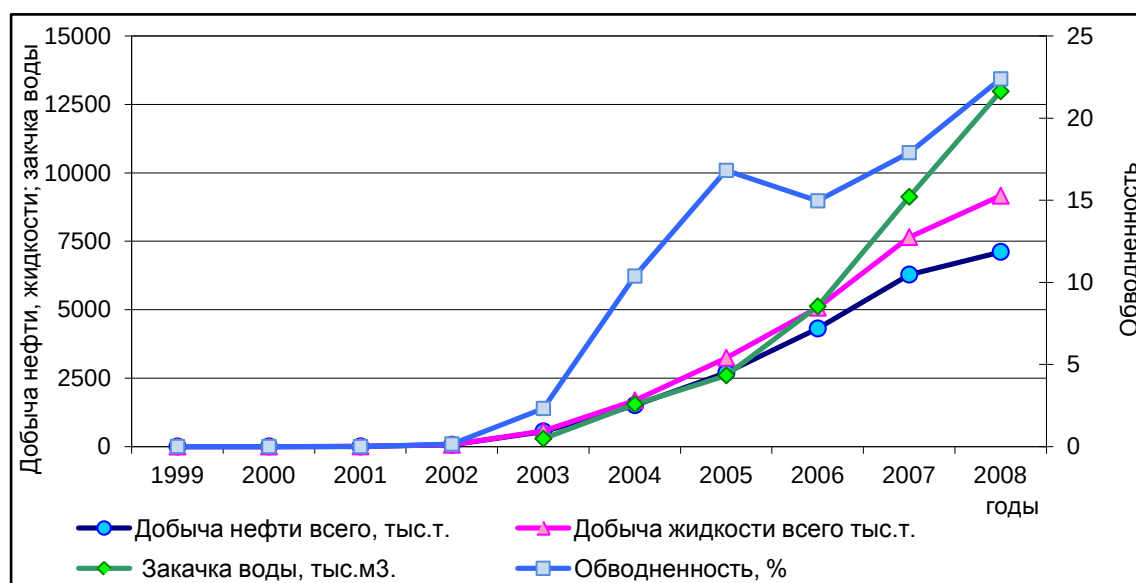


Рисунок 4.6. Динамика показателей разработки Приобского месторождения

Все добывающие скважины эксплуатируются механизированным способом, с помощью УЭЦН.

Поддержание пластовой энергии осуществляется путем заводнения при внедрении однорядной системы с использованием сеноманской и подтоварной воды. Годовой объем закачки воды в 2008 году достиг 12.9 млн м³ при текущей компенсации отборов жидкости 108%. Текущее значение пластового давления ниже первоначального на 5-10% и составляет 23-25 МПа в залежах пластов АС₁₂¹ - АС₁₂² и 26 МПа - в пласте АС₁₀, что свидетельствует о необходимости регулирования и управления объемами закачки воды по пластам.

На южной части Приобского месторождения предусмотрена проектом и осуществляется совместная эксплуатация пластов АС₁₀, АС₁₂¹, АС₁₂², с отдельной закачкой воды в каждый из этих пластов. В нагнетательных скважинах, вскрывающих более одного продуктивного пласта, предусмотрено использование специального внутрискважинного оборудования для одновременно-отдельной закачки.

При совместной эксплуатации продуктивных пластов для эффективной выработки запасов из разнопроницаемых пластов АС₁₀ и АС₁₂¹ - АС₁₂² нет другой альтернативы, как внедрение технологии ОРЗ на нагнетательных скважинах.

Воздействие на эксплуатационный объект путем перераспределения в нем давления и объема закачиваемой воды, приводит к изменению направления и скорости потоков пластовых флюидов, а также соотношения размеров и взаиморасположения разнонасыщенных частей залежи. От эффективности этого воздействия зависят основные показатели разработки месторождения, в том числе и коэффициент извлечения нефти.

Технология ОРЗ позволяет значительно расширить возможности гидродинамических методов воздействия на группу пластов одной сеткой скважин, которые включают в себя сочетание нескольких видов воздействия, а именно: оптимизация репрессии, нестационарное заводнение пластов.

В настоящее время внедряется более совершенная технология одновременно-отдельной закачки, являющаяся одним из составных элементов технологии одновременно-отдельной разработки нескольких эксплуатационных объектов, предложенной НИИ [«СибГеоТех»](#) и НИИ [«Газлифт»](#).

Технология одновременно-отдельной закачки подразумевает поочередную посекционную установку в нагнетательных скважинах специальной компоновки подземного оборудования. Каждая из секций устанавливается напротив одного из продуктивных пластов и в базовом варианте включает (рис. 4.7):

- пакер;

- одну или две скважинные камеры (оправки) с эксцентричным расположением кармана для установки клапанов;
- клапаны;
- телескопический элемент и разъединитель колонны.

Каждый последующий вышерасположенный пакер изолирует очередной целевой пласт от вышележащих продуктивных интервалов. Пакер, устанавливаемый над интервалом перфорации самого верхнего продуктивного пласта, защищает эксплуатационную колонну от повышенного давления и прямого контакта с закачиваемой по НКТ водой.

Спуск и установка каждой последующей секции сопровождается гидравлическим испытанием с целью проверки герметичности пакера.

Отдельные секции соединяются друг с другом через телескопический элемент и разъединитель колонн, что с одной стороны, исключает избыточные продольные напряжения в колонне, с другой стороны, позволяет разъединять секции с целью их поэтапного извлечения или организации промывки.

Скважинные камеры, для обозначения которых в зарубежной литературе используется термин «мандрель», предназначены для установки различного вида клапанов. Специальная эксцентричная конструкция камер обеспечивает беспрепятственный проход канатного инструмента и позволяет проводить соответствующие работы ниже по стволу скважины.

Устанавливаемые в «мандрелях» клапаны в данной компоновке являются основным элементом регулирования расхода закачиваемой воды. Перед установкой клапаны соответствующим образом настраиваются и калибруются на поверхности. В последующем в случае необходимости изменения настроек или замены клапана работы по извлечению и повторной установке выполняются с использованием канатного инструмента.

При этом режимы нагнетательных скважин изменяют сменой устьевых штуцеров и забойных регуляторов с помощью канатной техники.

В случае необходимости полной изоляции продуктивного пласта вместо регулирующего клапана напротив него в «мандрель» может быть установлена так называемая «глухая пробка».

Количество секций в данной компоновке соответствует общему количеству отдельных целевых продуктивных пластов.

Данная компоновка спускается в сборе с установленными в мандрелях «глухими пробками» с целью проведения опрессовки компоновки подземного оборудования. После

проведения работ «глухие пробки» заменяются на регуляторы расхода (штуцеры) при помощи канатного инструмента.

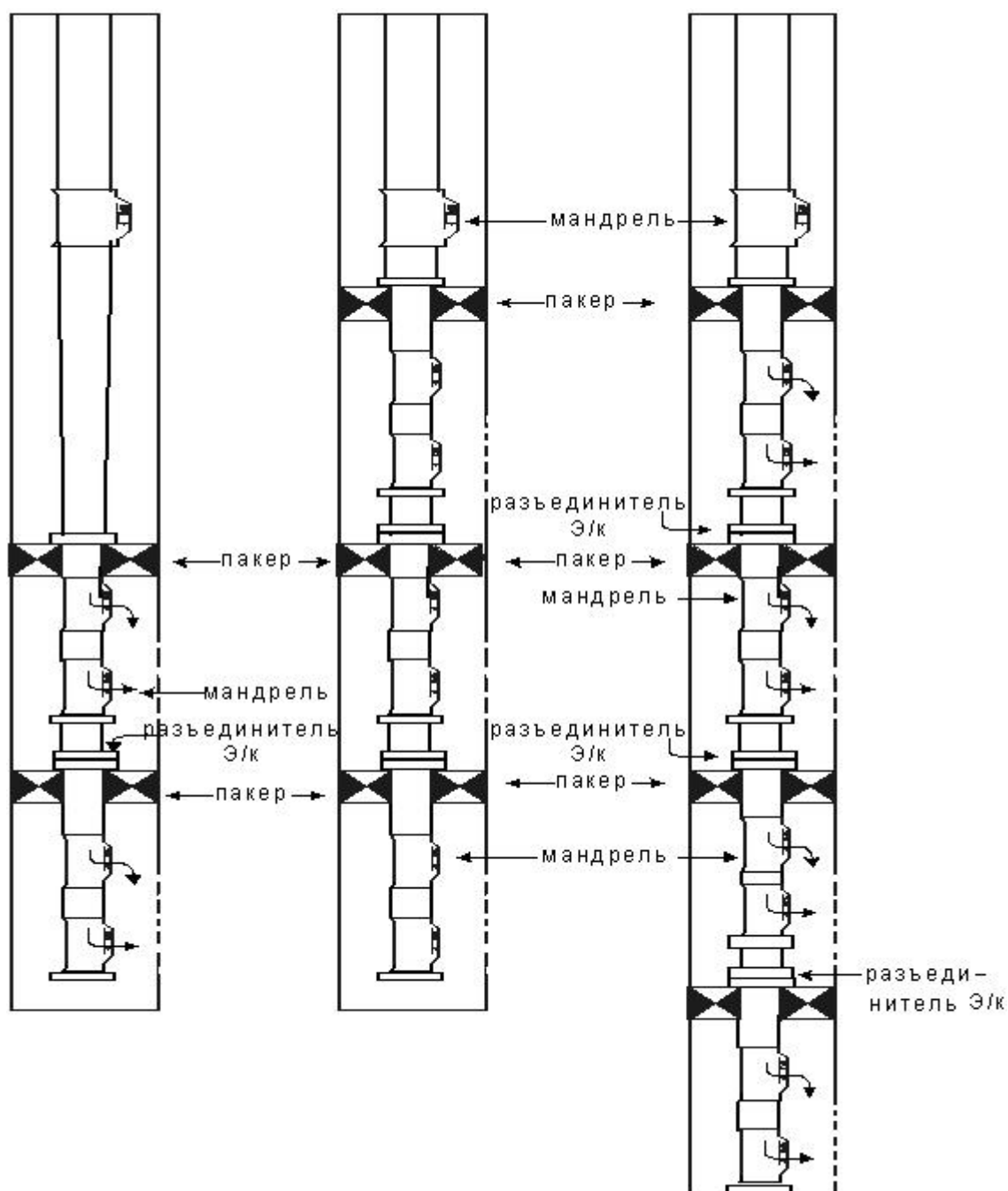


Рисунок 4.7. Принципиальная схема одновременно-раздельной закачки воды через НКТ в два, три и четыре продуктивных пласта

Местоположение пакеров определяется по локатору муфт, чтобы исключить попадание на муфту эксплуатационной колонны.

Вышеописанная компоновка подземного оборудования за счет соответствующей настройки и, в случае необходимости, путем смены клапанов позволяет регулировать процесс закачки воды, обеспечивая при этом беспрепятственный доступ геофизического приборов в интересующий интервал перфорации, контролировать закачку воды в каждый

из продуктивных пластов. На сегодняшний день уже оборудовано по такой схеме более чем 80 нагнетательных скважин или почти четверть фонда.

Для анализа эффективности рассматриваемой технологии был выбран участок воздействия в районе скважины 15537, на которой была организована одновременно-раздельная закачка на три пласта: AC_{10} , AC_{12}^1 и AC_{12}^2 . Выбор рассматриваемого участка основан на том, что здесь проводили контроль ПГИ (расходомерию) до и после внедрения метода одновременно-раздельной закачки.

Скважина 15537 переведена под закачку в ноябре 2004 года после отработки на нефть. С момента перевода ее в ППД и до 18.03.2006 г. закачка осуществлялась совместно в три пласта: по затрубному пространству в пласт AC_{10} и по колонне НКТ в пласты $AC_{12}^1 + AC_{12}^2$. Расход воды в пласт AC_{10} по профилю приемистости не регистрировался.

В марте 2006 года эта скважина была оборудована для реализации ОРЗ. В процессе эксплуатации скважины осуществлялся промысловый контроль объемов закачки воды. Параметры работы скважины 15537 в динамике показаны в таблице 4.8. В процессе совместной закачки основную долю воды принимал пласт AC_{12}^1 , что составляло 99 % от общего объема закачки.

После внедрения ОРЗ, согласно технологическому режиму, произведено перераспределение закачиваемой воды в соотношении – 41, 37 и 22 % между тремя эксплуатационными пластами: AC_{10} , AC_{12}^1 , AC_{12}^2 .

Таблица 4.8. Результаты расходомерии по скважине 15537

Пласт	Расход воды, м ³ /сут	Распределение закачки по пластам, %	Расход воды, м ³ /сут	Распределение закачки по пластам, %	Расход воды, м ³ /сут	Распределение закачки по пластам, %
	30.10.2005		13.07.2006		09.10.2006	
AC_{10}	0	0	77	41	70	37,5
AC_{12}^1	191	99	70	37	45	24
AC_{12}^2	2	1	41	22	72	38,5
ИТОГО	193	100	188	100	187	100

По данному элементу воздействия влияние перераспределения закачки отразилось на скважинах элемента: видна стабилизация, а затем рост дебита нефти и жидкости, связанный с подключением в работу интервалов. Хотя до мероприятия происходило резкое снижение дебитов, несмотря на то, что приемистость скважины была более 1000 м³/сут. Суммарное изменение дебита жидкости в положительную сторону составило 25 % при неизменном забойном давлении и небольшом росте обводненности (рис. 4.8, 4.9).

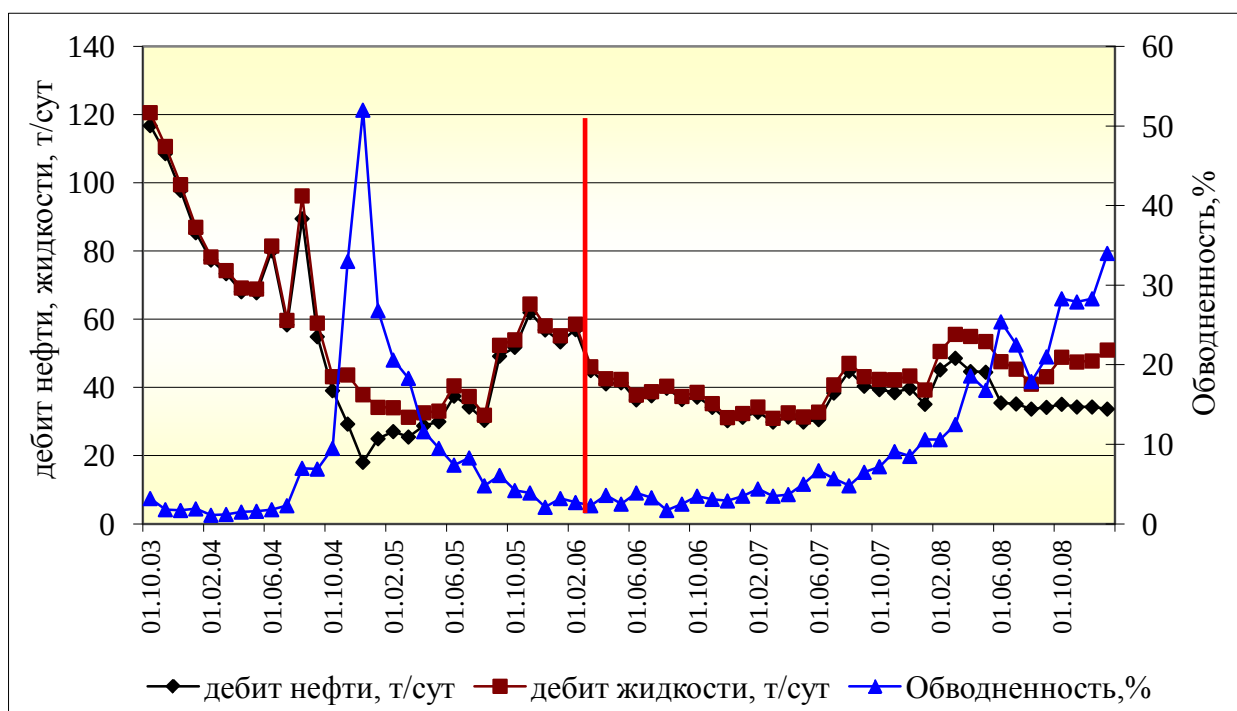


Рисунок 4.8. Динамика дебита нефти и жидкости, обводненности по скважинам 15506, 15536, 15538, 15566

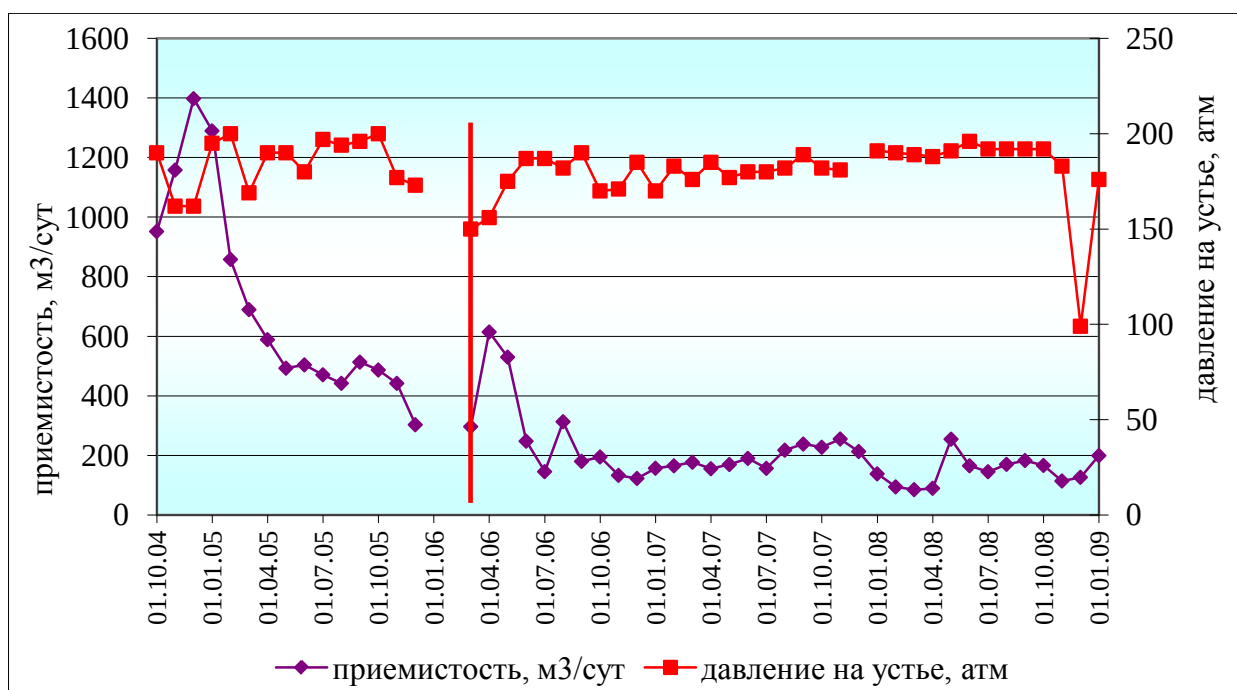


Рисунок 4.9. Динамика приемистости по скважине 15537

По анализируемым элементам на основании промыслово-геофизических исследований нагнетательных скважин были подсчитаны коэффициенты охвата пластов вытеснением по мощности до и после внедрения ОРЗ. Результаты представлены в таблице 4.9. Хорошо видно, что после внедрения компоновок ОРЗ удалось увеличить коэффициент охвата вытеснением по мощности на 27,5 % и, следовательно, можно

предположить о повышении конечной нефтеотдачи пластов в целом за счет вовлечения в разработку недренируемых коллекторов.

Таблица 4.9. Изменение коэффициента охвата вытеснением по мощности до и после внедрения ОРЗ по группе нагнетательных скважин

№ скв	Коэффициент охвата пласта вытеснением, д. ед.	
	до внедрения ОРЗ	после внедрения ОРЗ
12180	0.150	0.237
15537	0.270	0.410
15653	0.930	1.00
15655	0.850	0.940
15565	0.593	0.980
Среднее	0.559	0.713

Таким образом, внедрение ОРЗ с использованием интеллектуальных скважин с многопакерными секциями позволяет:

- повысить дебит нефти скважин и увеличить нефтеотдачу за счет дополнительного вовлечения в разработку наименее проницаемых и недренируемых прослоев;
- увеличить степень охвата и интенсивность освоения многопластового месторождения путем раздельного вовлечения в разработку отдельных разнопроницаемых пластов;
- сократить капитальные вложения на бурение нагнетательных скважин;
- интенсифицировать и регулировать процесс закачки воды по разрезу скважины;
- обеспечить учет закачиваемого рабочего агента в каждый пласт.

Список использованной литературы

97. Семенов В.Н., Пуртова И.Н., Сорокин А.В., Кирилов С.И., Гималеев Р.Х., Мулявин С.Ф. Геологическое строение и проблемы разработки Ван-Еганского месторождения // Сб. науч. тр. «Новые технологии для ТЭК Западной Сибири». 2008. Вып. 3. С. 168-180.
102. Сорокин А.В., Дубков И.Б., Минаков С.В., Ярославцев К.В., Мулявин С.Ф. Распределение продукции скважин совместно эксплуатирующих несколько продуктивных горизонтов (тезисы) // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири: Сб. науч. тр. междунар. академ. конф. Тюмень, 2007. С. 296-301.
103. Сорокин А.В., Войтов О.В., Мулявин С.Ф. Методика контроля характеристик работы скважины (статья) // Вестник недропользователя. 2008. №19. С. 24-27.
104. Сорокин А.В., Войтов О.В., Кривова Н.Р., Мулявин С.Ф. Аналитическая методика раздела продукции по совместным скважинам (статья) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2008. № 5. С. 43-47.
105. Семенов В.Н., Пуртова И.П., Сорокин А.В., Кирилов С.И., Гималеев Р.Х., Мулявин С.Ф. Особенности геологического строения и проблемы разработки Ван-Еганского месторождения (статья) // Бурение и нефть. 2008. № 8. С. 30-33.
119. Юдаков А.Н., Дубив И.Б., Мулявин С.Ф. Эффективность применения одновременно-раздельной закачки на ЮЛГ Приобского месторождения // Бурение и нефть. 2009. № 5. С.36-39.
177. Сорокин А.В. Разработка методов управления гидродинамическими режимами совместных скважин при эксплуатации двух пластов (на примере Ван-Еганского месторождения). Дис. на соис. уч. ст. канд. техн. наук. Тюмень, 2008. 141 с.
178. [Леонов В.А. Одновременно раздельная эксплуатация нескольких объектов разработки на Ваньеганском месторождении / Леонов В.А., Донков П.В. // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Ханты-Мансийск, 2001. С.442-448.](#)
179. [Леонов В.А. Воздействие на группу пластов одной сеткой скважин при разработке новых объектов / Леонов В.А., Донков П.В., Войтов О.В., Сорокин А.В. //Стендовый доклад на 12-м Европейском симпозиуме повышения нефтеотдачи пластов. Материалы выставки «Нефть, газ. Нефтехимия 2003». Казань, 2003.](#)
180. Заббаров Р.Г. Совершенствование одновременно-раздельной эксплуатации пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. Авт. дис. на соис. уч. ст. к.т.н. Бугульма, 2009. 24с.
181. Ибрагимов Н.Г., Заббаров Р.Г., Гарифов К.М., Глуходед А.В., Балбошин В.А. Совершенствование одновременно-раздельной эксплуатации пластов в ОАО «Татнефть» //Нефтяное хозяйство.2009.№7.С. 30-33.
182. Тахаутдинов Ш.Ф. Одновременно-раздельная эксплуатация двух пластов в ОАО «Татнефть» /Тахаутдинов Ш.Ф., Ибрагимов Н.Г., Фадеев В.Г., Заббаров Р.Г., Гарифов К.М., Кадыров А.Х. // Нефтяное хозяйство. 2006, №3. С. 58-61.