

УДК 622.276

ТЕХНОЛОГИИ И ПРИНЦИПЫ РАЗРАБОТКИ МНОГОПЛАСТОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

TECHNOLOGY AND DESIGN PRINCIPLES MULTILAYER FIELDS

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

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

Савенок Ольга Вадимовна
доктор технических наук, доцент,
доцент кафедры нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна
Кубанский государственный
технологический университет
olgasavenok@mail.ru

Джозефс Эджемен Рэйчел
студентка,
Кубанский государственный
технологический университет
radiantrachael@yahoo.com

Аннотация. В статье рассмотрены общие принципы раздельной эксплуатации нескольких пластов одной скважиной. Приведены некоторые схемы оборудования скважин для раздельной эксплуатации пластов. Показана раздельная закачка воды в два пласта через одну скважину. Проведён анализ особенностей взаимодействия эксплуатационных объектов при разработке многопластовых месторождений.

Ключевые слова: разработка многопластовых месторождений; раздельная эксплуатация нескольких пластов одной скважиной; оборудование для раздельной эксплуатации пластов; схема установки для раздельной эксплуатации двух пластов; раздельная закачка воды в два пласта через одну скважину; требования к оборудованию для раздельного отбора нефти; взаимодействие эксплуатационных объектов при разработке многопластовых месторождений.

Berezovsky Denis Aleksandrovich
Deputy head of the department of branch,
LLC Gazprom dobycha Krasnodar
Kanevsky gas-field management
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

Kusov Gennady Vladimirovich
Graduate student,
North Caucasian federal university
de_france@mail.ru

Savenok Olga Vadimovna
Doctor of technical science,
Associate professor,
Associate professor of oil
and gas business
name of professor G.T. Vartumyan
Kuban state technological university
olgasavenok@mail.ru

Dzhozefs Edzhemem of Rachael
Student,
Kuban state technological university
radiantrachael@yahoo.com

Annotation. The article deals with the general principles of operation of several separate layers through one well. We present some schemes wells equipment for separate operation of reservoirs. Water injection is shown in two layers one through hole. The analysis of the interaction of operational facilities in developing multilayer fields.

Keywords: development of multilayer fields; separate operation of multiple layers through one well; equipment for the separate operation of reservoirs; installation scheme for the production of two layers; water injection in two layers one through hole; hardware requirements for separate extraction of oil; interaction in the development of production facilities multilayer fields.

Общие принципы раздельной эксплуатации нескольких пластов одной скважиной

При добыче нефти часто приходится встречаться с проблемой одновременной эксплуатации нескольких нефтеносных горизонтов, имеющих различные характеристики (пластовое давление, проницаемость, пористость, давление насыщения, вязкость нефти, наличие неньютоновских свойств и др.) одной скважиной. К тому же каждый горизонт иногда содержит несколько пластов с различными характеристиками, требующими индивидуального подхода к их разработке. Даже в пределах одного пласта, отличающегося достаточной геологической однородностью, всегда присутствуют про-

пластики с различной проницаемостью, разделённые тонкими непроницаемыми прослоями. Фильтрация по таким пропласткам может происходить независимо. Более того, в отдельных пластах могут существовать различные давления и нефти с различными свойствами, что обуславливает необходимость отдельной эксплуатации пластов. Наличие нескольких горизонтов или пластов с различными характеристиками вызывает необходимость разрабатывать их самостоятельными сетками скважин.

Опыт разработки нефтяных месторождений показывает, что более половины всех капитальных вложений приходится на бурение скважин. В связи с этим всегда возникает проблема объединения тех или иных пропластков, пластов или горизонтов в один или несколько объектов разработки, которые могли бы эксплуатироваться одной сеткой скважин. Решать эту задачу обычно приходится на первых стадиях разработки, а иногда и на стадии разведки или опытной эксплуатации месторождения, когда информация о геологическом его строении ограничена, вследствие малого числа скважин. В связи с этим в скважинах приходится перфорировать несколько пластов и эксплуатировать их, как говорят, «общим фильтром». Это позволяет экономить значительные средства и материальные ресурсы на бурении скважин. Однако в дальнейшем на более поздних стадиях разработки по мере поступления дополнительной геологической информации, а также сведений о взаимодействии скважин, участии отдельных прослоев в процессе разработки, выявляется более детальная пластовая обстановка на забое скважин. Иногда некоторые нефтенасыщенные прослои или пласты, вместо того чтобы отдавать жидкость, поглощают её в результате вскрытия общим фильтром. Такие явления легко обнаруживаются при снятии профилей притоки скважинными дебитомерами. Поглощение происходит вследствие того, что в разных пластах существует разное давление в результате наличия или отсутствия связи их с нагнетательными скважинами. Лишь сильным понижением забойных давлений удаётся отбирать жидкость из пласта с пониженным пластовым давлением или из пласта, в котором нефть обладает большим начальным напряжением сдвига. В этом случае депрессии на такие пласты будут различны, а, следовательно, и доля их участия в процессе разработки будет неодинаковой. Обычно это приводит к отставанию выработки запасов нефти из таких пластов, преждевременному обводнению одних, с хорошей проницаемостью, и консервации запасов нефти в других, с плохой проницаемостью или слабым участием в процессе разработки по тем или иным причинам.

Наилучшим выходом из такого положения было бы создание независимых систем разработки со своими сетками скважин на каждый пласт, и это делается, когда пласты со схожими характеристиками группируются в один объект разработки и эксплуатируются общим фильтром, но это не снимает вопроса о целесообразности отдельной эксплуатации или закачки воды в разные пласты через одну скважину.

С этой целью на первых этапах развития технологии отдельной эксплуатации предлагались и осуществлялись проекты многорядных скважин. При этом в один пробуренный ствол увеличенного диаметра спускались две или три малогабаритные обсадные колонны, которые цементировались и перфорировались каждая против своего пласта с помощью направленной перфорации для предотвращения прострела соседней колонны. Это оказалось возможным при малых глубинах залегания пластов и вызывало существенные осложнения при последующей их эксплуатации, ремонтных работах и т.д. Дальнейшее развитие технологии отдельной эксплуатации нескольких пластов пошло по пути создания специального оборудования, спускаемого в скважину, вскрывающую два или три пласта. Основным элементом такого оборудования является пакер, изолирующий пласты друг от друга, с отдельными каналами для выхода жидкости на поверхность.

Оборудование для отдельной эксплуатации пластов через одну скважину должно допускать:

- создание и поддержание заданного давления против каждого вскрытого пласта;
- измерение дебита жидкости, получаемой из каждого пласта;
- получение на поверхности продукции разных пластов без их смешивания в скважине, так как свойства нефтей (сернистые и несернистые) могут быть различными;
- исследование каждого пласта, например, методом пробных откачек или методом снятия КВД;

- ремонтные работы в скважине и замену оборудования, вышедшего из строя;
- регулировку отбора жидкости из каждого пласта;
- работы по вызову притока и освоению скважины.

Другими словами, технология и соответствующее оборудование для отдельной эксплуатации должны допускать осуществление всех тех технологических мероприятий, которые применяют при вскрытии этих пластов отдельными скважинами. Полностью выполнить эти требования практически не удаётся даже в простейшем случае, т.е. при отдельной эксплуатации двух пластов через одну скважину. Возможности отдельной эксплуатации через одну скважину существенно зависят от размера эксплуатационной колонны. При больших диаметрах (168 мм и больше) легче удовлетворить большую часть изложенных требований и создать достаточно надёжное оборудование.

Раздельно эксплуатировать два пласта в зависимости от условий притока жидкости в скважину можно следующими способами:

- 1) оба пласта фонтанным способом;
- 2) один пласт фонтанным, другой – механизированным способом;
- 3) оба пласта механизированным способом.

Согласно установившейся терминологии принято для краткости именовать ту или иную технологическую схему совместной эксплуатации названием способа эксплуатации сначала нижнего, а затем верхнего пласта. Например, схема «насос – фонтан» означает, что нижний пласт эксплуатируется насосным способом, а верхний – фонтанным. В соответствии с этим теоретически возможны следующие комбинации способов эксплуатации: «фонтан – фонтан»; «фонтан – газлифт»; «газлифт – фонтан»; «насос – фонтан»; «фонтан – насос»; «насос – газлифт»; «газлифт – насос»; «насос – насос»; «газлифт – газлифт».

Раздельная эксплуатация трех пластов через одну скважину возможна только в особых наиболее простых случаях и поэтому применяется крайне редко.

Некоторые схемы оборудования скважин для отдельной эксплуатации пластов

Наиболее простой схемой оборудования скважины для одновременной эксплуатации двух пластов одной скважиной является система с двумя параллельными рядами НКТ 2 (рис. 1), работающая по схеме «фонтан – фонтан». Один ряд труб имеет на конце пакер 1, устанавливаемый в промежутке между двумя пластами. На колонне НКТ, эксплуатирующей нижний пласт, устанавливаются малогабаритные пусковые клапаны 3 с принудительным открытием.

В НКТ, по которым поступает продукция верхнего пласта, также устанавливают клапаны 4 специальной конструкции, которые открывают принудительно с поверхности спуском в НКТ оправки на проволоке, отжимающей пружинные клапаны для впуска газа из обсадной колонны. Оборудование устья состоит из тройника 5 для сообщения с пространством обсадной колонны и планшайбы, на которой подвешиваются оба ряда НКТ и уплотняются двухрядным сальником 6. Продукция из каждого пласта поступает на поверхность без смешивания и через тройники 7 отводится в нефтесборную сеть. Оба пласта осваиваются закачкой газа в обсадную колонну через тройник 5, причём освоение можно проводить раздельно. После перехода на нормальный режим фонтанирования подача газа в колонну прекращается. Борьба с отложениями парафина может осуществляться закачкой пара в пространство обсадной колонны от передвижной паровой установки (ГПУ) или с малогабаритными скребками, спускаемыми на проволоке через лубрикатор с помощью автоматической лебёдки. Работа обоих пластов регулируется, как обычно, сменой штуцеров на арматуре устья.

При спуске двух параллельных рядов труб с использованием оборудования, показанного на рисунке 1, можно осуществить раздельную эксплуатацию двух пластов по схемам фонтан-насос или насос-фонтан. В этом случае одна из колонн НКТ, предназначенная для эксплуатации верхнего или нижнего пласта с помощью ШСН, берётся большего диаметра, допускающего спуск в них вставного насоса. Сначала спускается колонна НКТ, предназначенная для эксплуатации нижнего пласта с разделительным пакером для изоляции пластов друг от друга. Затем спускается вторая колонна. На колонне НКТ, предназначенной для фонтанной эксплуатации, устанавливаются шарико-

вые малогабаритные пусковые клапаны с принудительным открытием с поверхности с помощью оправки, спускаемой на проволоке через лубрикатор. На второй колонне НКТ большего диаметра, предназначенной для насосной эксплуатации на заранее определенной глубине, устанавливается замковая опора для посадки на неё вставного насоса, спускаемого на штангах. Для того чтобы при спуске или подъёме колонны НКТ не происходило зацепление муфт, над последними устанавливаются конические кольца (по одному кольцу над каждой муфтой обеих колонн). На устье скважины специальная арматура должна обеспечивать выход продукции пласта, эксплуатируемого фонтанным способом, и установку тройника и сальника для полированного штока штанговой насосной установки, эксплуатирующей второй пласт. Борьба с отложениями парафина проводится при этой схеме, как обычно: в фонтанной колонне – малогабаритными скребками, а в насосной колонне – с помощью установки на штангах пластинчатых скребков и штанговращателя. Пласты при работе по схеме «фонтан – насос» исследуют следующим образом: нижний пласт, фонтанный – малогабаритным манометром, спускаемым на проволоке в НКТ, а изменение отбора достигается сменой штуцеров; верхний пласт, насосный – с помощью эхолота. При этом отбор регулируется изменением режима откачки, т.е. длины хода или числа качаний станка-качалки. При работе по схеме «насос – фонтан» измерение динамического уровня нижнего, насосного пласта становится невозможным, так как он перекрывается пакером. Таким образом, исследование нижнего пласта может ограничиваться только получением зависимостей подачи насоса от длины хода или числа качаний. Построение индикаторной линии исключается из-за невозможности измерения забойных давлений. Исследование верхнего, фонтанного пласта осуществимо в полном объёме обычными способами, так как доступ к верхнему пласту через фонтанные трубы открыт.

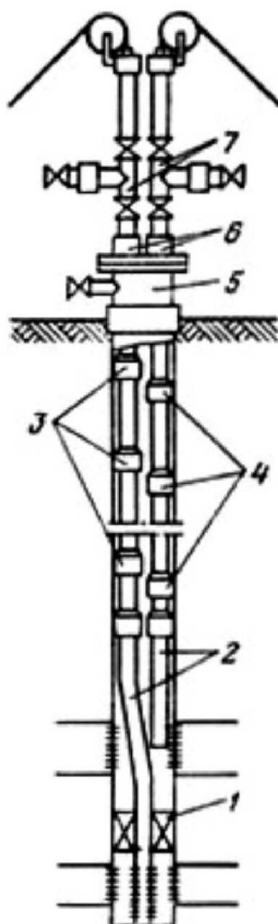


Рисунок 1 – Схема установки для раздельной эксплуатации двух пластов с двумя параллельными рядами труб по схеме «фонтан – фонтан»:

1 – пакер; 2 – НКТ; 3 – пусковые клапаны; 4 – клапаны; 5 – тройник; 6 – двухрядный сальник

Применение описанных установок ограничено трудностями спуска двух параллельных рядов труб, герметизации устья, отсутствием выхода отсепарированного подпакерного газа при работе по схеме «насос – фонтан» и необходимостью его пропуска через насос, а также малыми габаритами обсадных колонн. Однако установки подобного типа обладают важным достоинством – наличием отдельных каналов для продукции обоих пластов. Это может иметь решающее значение при эксплуатации двух пластов, когда один из них даёт сернистую нефть, которую, как правило, собирают, транспортируют и перерабатывают отдельно, без смешивания с обычными парафинистыми или масляными нефтями.

Сложнее установки для раздельной эксплуатации, в которых используют погружной центробежный электронасос (рис. 2). Подземное оборудование состоит из пакера 1, устанавливаемого в промежутке между двумя пластами, центробежного насоса 2, заключённого в специальный кожух 3 для перевода жидкости нижнего пласта из-под пакера к приёмной сетке ПЦЭН, находящейся над электродвигателем и гидрозащитным устройством насоса; разобщителя 4, позволяющего с помощью плунжера 5 сообщать межтрубное пространство скважины с внутренней полостью НКТ. Жидкость нижнего пласта через пакер поднимается по кольцевому зазору между кожухом 3 и насосом 2, охлаждает при этом электродвигатель и попадает по каналу в переводнике на приём центробежного насоса, расположенного выше переводника кожуха. Далее минуя обратный клапан и разобщитель 4, жидкость нижнего пласта попадает в НКТ. Жидкость верхнего, фонтанного пласта проходит по кольцевому зазору между обсадной колонной и кожухом ПЦЭН, достигает разобщителя 4 и через боковое отверстие в разобщителе и плунжере 5 попадает в НКТ. Таким образом, жидкости обоих пластов выше разобщителя смешиваются и поднимаются по НКТ. Разобщитель 4 имеет сменный плунжер 5, в котором заблаговременно устанавливается штуцер заданного размера, зависящий от установленной нормы отбора жидкости из верхнего фонтанного пласта.

Плунжер 5 спускается в НКТ на обычной скребковой проводке через лубрикатор с помощью ловильного или посадочного приспособления. Наличие двух обратных клапанов (один под пакером, второй над ПЦЭН) и разобщителя 4 позволяет осуществлять промывку либо через межтрубное пространство в НКТ, либо через НКТ в межтрубное пространство (прямую или обратную) и, таким образом, осваивать верхний пласт. После освоения фонтанного пласта, установления его режима работы и спуска плунжера 5 с соответствующим штуцером осваивается нижний пласт запуском насоса.

Описанное подземное оборудование спускается в скважину на НКТ и подвешивается в обсадной колонне на специальном плашечном трубном якоре 6, в котором предусмотрен проход для электрокабеля 8. Трубный якорь 6 воспринимает нагрузку от веса НКТ 7 и не передаёт её на подвешенное насосное оборудование благодаря подвижному сальниковому сочленению нижней и верхней частей НКТ в якоре 6. На устье скважины устанавливается обычная фонтанная арматура 9 и станция управления ПЦЭН 10 с автотрансформатором 11. Установка не позволяет исследовать скважину традиционными способами. Однако допускает обычное измерение манометром давления в НКТ над разобщителем 4. Зная это давление и потери давления в штуцере плунжера 5 (по результатам его тарировки), можно косвенно определить давление против верхнего, фонтанного пласта. Сменой штуцеров и повторными измерениями давления над разобщителем можно получить зависимость изменения суммарного дебита обоих пластов от забойного давления верхнего, фонтанного пласта. Однако такая информация не позволяет построить индикаторные линии для обоих пластов.

Благодаря наличию одного канала для движения жидкости довольно просто решается проблема борьбы с отложениями парафина.

С этой целью могут быть применены либо остеклованные трубы, либо другие методы очистки парафиновых отложений. При работе по схеме «фонтан – насос» (рис. 3) пласты разобщаются пакером 1, который повернут резиновой манжетой вниз в сторону фонтанного пласта, имеющего большее давление. Это способствует самоуплотнению пакера. Вся сборка, состоящая из ПЭД 2, ПЦЭН 5, разобщителя 4 обводного канала 12, а также трубного якоря 6, спускается в скважину на НКТ вместе с кабелем 8. Хвостовая

часть сборки входит в канал пакера 1 и уплотняется там с помощью резиновых манжет. На поверхности, как обычно, устанавливается арматура 9, станция управления 10 и автотрансформатор 11.

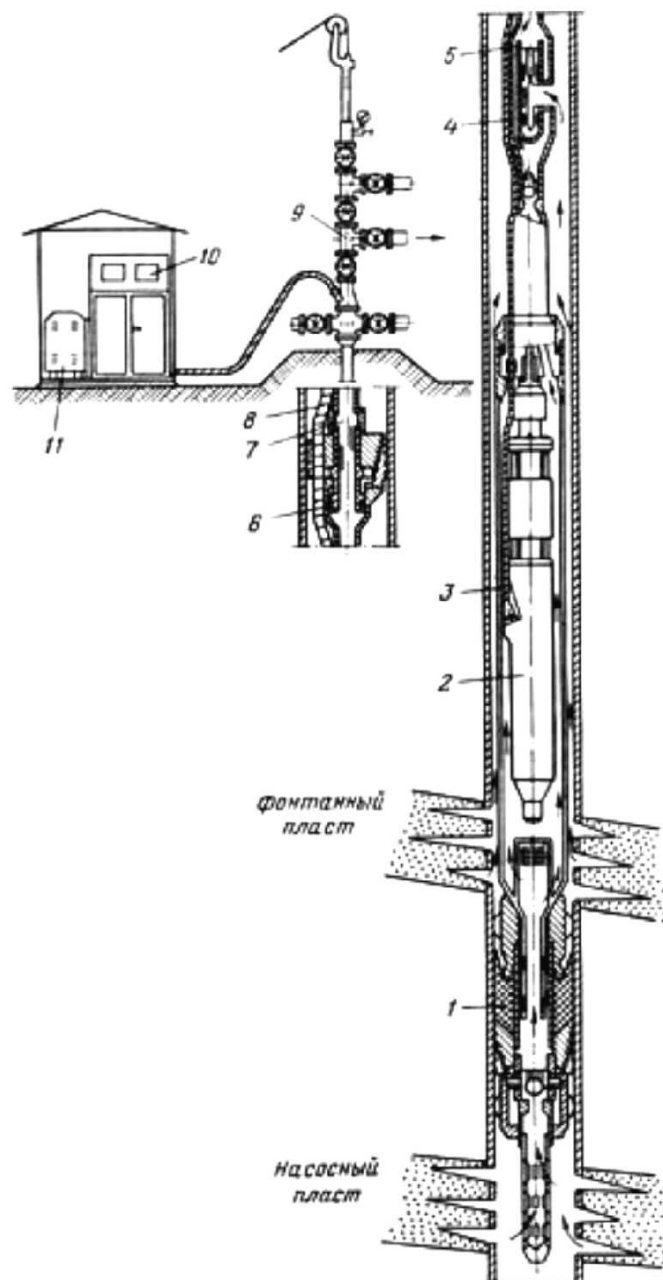


Рисунок 2 – Схема установки для раздельной эксплуатации двух пластов типа «насос – фонтан» с применением ПЦЭН:

1 – пакер; 2 – центробежный насос; 3 – кожух; 4 – разобщик; 5 – плунжер; 6 – трубный якорь; 7 – НКТ; 8 – электрокабель; 9 – фонтанная арматура

В данной установке вместо кожуха используется обводная трубка 12 для прохода жидкости из нижнего, фонтанного пласта к штуцерному сменному плунжеру 5 в разобщике 4. Жидкость из верхнего, насосного пласта по кольцевому зазору между обсадной колонной и корпусом ПЭД и ПЦЭН поднимается вверх и достигает приёмной сетки насоса. Через обратный шариковый клапан жидкость подаётся в НКТ, минуя разобщик 4. Выше разобщика жидкости смешиваются. Над центробежным насосом снаружи НКТ устанавливается трубный якорь 6, воспринимающий нагрузку от веса труб 7 и передающий её посредством шлицевого сцепления на обсадную колонну. В пакере разобщика 1, в его нижней части имеется подпружиненный шариковый кла-

пан, который при подъёме сборки освобождается хвостовиком и перекрывает доступ жидкости из нижнего, фонтанного пласта в скважину. Это позволяет ремонтировать без предварительного глушения скважины тяжёлой жидкостью. В случае работы подобного оборудования по схеме «насос – фонтан» при подъёме оборудования возникает необходимость глушения верхнего, фонтанного пласта прямой или обратной промывкой скважины и закачкой в неё тяжёлой жидкости. Жидкость при промывке циркулирует через боковое отверстие в разобцителе 4, которое всегда открыто для прохода жидкости верхнего фонтанного пласта. Поглощение промывочной жидкости нижним, насосным пластом предотвращается разделительным пакером и обратным клапаном в нижней его части, так как пакер при подъёме оборудования остаётся в скважине. Спуск и посадка разделительного пакера 1 проводится заблаговременно с помощью специального посадочного инструмента, спускаемого на НКТ.

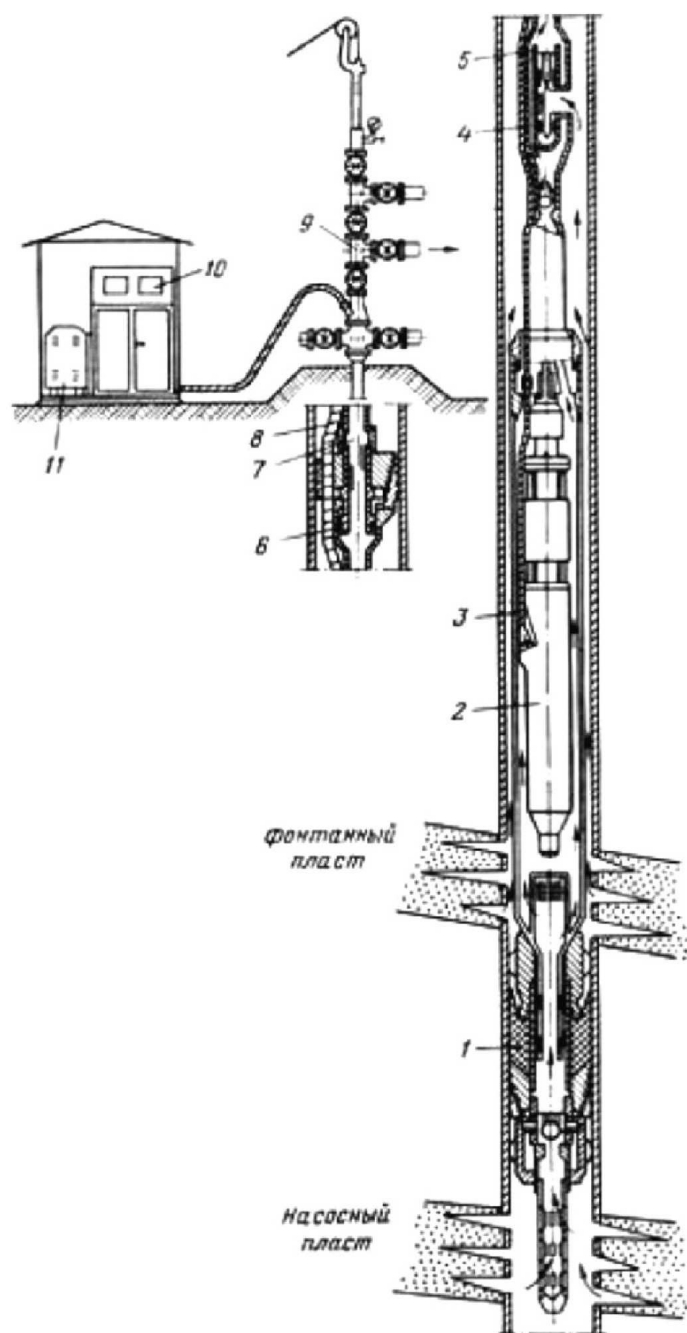


Рисунок 3 – Схема установки для отдельной эксплуатации двух пластов типа «фонтан – насос» с применением ПЦЭН:

1 – пакер; 2 – ПЭД; 4 – разобцитель; 5 – ПЦЭН; 6 – трубный якорь; 7 – НКТ; 8 – кабель; 9 – арматура; 10 – станция управления; 11 – автотрансформатор

Не менее сложны установки для отдельной эксплуатации обоих пластов штанговыми насосами.

Специальными конструкторскими бюро и проектными институтами разработано много установок для отдельной эксплуатации двух пластов через одну скважину.

Как правило, все эти конструкции основаны на принципе наиболее полного использования стандартного оборудования, вставных и невставных насосов, ПЦЭН и пр. При возможно малом добавлении специальных узлов и деталей трудности с установкой или извлечением оборудования при ремонтных работах; захваты пакеров; трудности при промывках для удаления механических осадков и солей; невозможность отдельного определения дебита каждого пласта и их исследования; сложности с отводом подпакерного газа для улучшения коэффициента наполнения и низкий коэффициент эксплуатации скважин с установленным оборудованием для отдельной эксплуатации привели к тому, что несмотря на большое число подобных конструкций на практике они не нашли широкого применения.

Откачка жидкости из каждого пласта по схеме ШСН-ШСН (рис. 4) производится спаренными штанговыми насосами, подвижные части которых соединены специальной штангой. Оба насоса спускаются на одной колонне труб и приводятся в действие одной колонной штанг от станка-качалки. Нижний ШСН 1 забирает жидкость из-под пакера 2 из нижнего пласта и подает её в пространство НКТ над верхним ШСН 3 через обводные каналы, имеющиеся в посадочном устройстве 4 верхнего ШСН. Из верхнего пласта жидкость поступает на приём верхнего насоса через боковое отверстие 5, имеющееся в посадочном устройстве 4. Жидкость из верхнего ШСН также подаётся в НКТ. Таким образом, жидкости обоих пластов смешиваются и подаются на поверхность по колонне НКТ. Пласты, как обычно, изолированы друг от друга разделительным пакером. Посадочное устройство верхнего ШСН может быть оборудовано каналами для отвода в затрубное пространство подпакерного газа из нижнего пласта. В этом случае в промежутке между насосами подвешивается дополнительная колонна НКТ 6. По межтрубному пространству, образованному этой дополнительной колонной, отсепарированный газ от приёма нижнего насоса отводится в затрубное пространство через каналы посадочного устройства верхнего ШСН 4. Необходимость установки дополнительной колонны НКТ для отвода газа уменьшает размеры насоса при сохранении внешних габаритов оборудования. Другими словами, отвод подпакерного газа для увеличения коэффициента наполнения насоса достигается существенным усложнением конструкции и ущемлением его технологических возможностей (подачи). В подземное оборудование включают ещё дополнительные устройства, такие как автосцеп для насосных штанг и плунжерные клапаны для слива жидкости из НКТ при их подъёме из скважины. Смещением штанг за пределы обычного их хода достигается перемещение плунжерного клапана сливного устройства, при этом боковые отверстия совмещаются, и жидкость из НКТ сливается через газоотводные каналы в посадочном устройстве верхнего ШСН в межтрубное пространство скважины. Во всех установках для отдельной эксплуатации скважин типа «насос – насос» (рис. 4а и 4б) нижние насосы вставные и подвешиваются на обычных замковых посадочных опорах, установленных в верхней части насосов. Верхние ШСН в установках также вставные с замковыми посадочными опорами в нижней части насосов.

Некоторые разновидности установок УГР типа «насос – насос» имеют верхние ШСН невставного типа, снабженные автосцепами штанг. Невставные ШСН позволяют увеличить диаметр рабочего плунжера и подачу насоса. Разработаны стандартные установки для отдельной эксплуатации скважин насосным способом типа УГР1-В и УГРТ1-В вставного исполнения с отводом газа (см. рис. 4а), накопившегося под разделительным пакером, и УГР2-В и УГРТ2-В вставного исполнения без отвода подпакерного газа (см. рис. 4б), а также УГР1-Н и УГРТ1-Н невставного исполнения с отводом подпакерного газа и УГР2-Н и УГРТ2-Н невставного исполнения без отвода подпакерного газа. Наземное оборудование при использовании установок типа УГР обычное. Это стандартное устьевое оборудование и станок-качалка соответствующей грузоподъёмности. Очистка НКТ от парафина осуществляется с помощью пластинчатых

скребков и штанговращателя с обязательным применением штангового вертлюжка в нижней части колонны штанг, так как вращение соединительной штанги между верхним и нижним ШСН недопустимо из-за конструктивных особенностей установки. Отложения парафина, если они неинтенсивные, можно ликвидировать с помощью прогрева верхней части НКТ паром от передвижной паровой установки (ППУ).

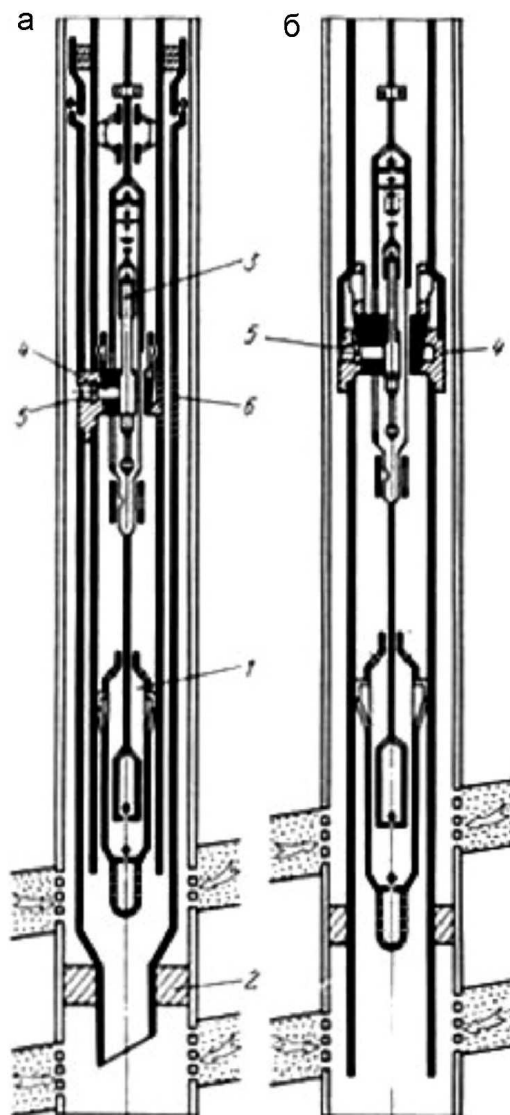


Рисунок 4 – Схемы установок для раздельной эксплуатации двух пластов типа «насос – насос» с применением ШСН:

- 1 – нижний ШСН; 2 – пакер; 3 – верхний ШСН; 4 – посадочное устройство; 5 – боковое отверстие; 6 – НКТ
 а – установка типа УГР1-В с отводом подпакерного газа;
 б – установка типа УГР2-В без отвода подпакерного газа

Раздельная закачка воды в два пласта через одну скважину

Оборудование для раздельной закачки воды (ОРЗ) в два пласта через одну скважину предусматривает возможность закачки по двум независимым каналам при различных давлениях нагнетания. Дифференциация давлений достигается либо прокладкой двух водоводов от ближайшей кустовой насосной станции с различным давлением нагнетаемой воды (разные насосы), либо дросселированием давления путём пропуска части воды общего водовода через штуцер непосредственно на устье скважины. В последнем случае давление в общем водоводе должно быть равно или больше давления нагнетания в плохо проницаемый пласт. Однако дросселирование давления связано с потерей энергии и с энергетической точки зрения невыгодно. Разработаны конструкции подземного оборудования для раздельной закачки в два пласта при

колонне 146 мм (ОРЗ-2П-5) (рис. 5) и колонне 168 мм (ОРЗ-2П-6). На колонне насосных труб 1 в скважину опускается шлипсовый пакер 3 специальной конструкции. В дополнение к обычным узлам пакер 3 имеет муфту перекрестного течения 2, подпружиненный промывочный клапан 9 и центральный патрубок 6, нижний конец которого пропущен через сальник 8.

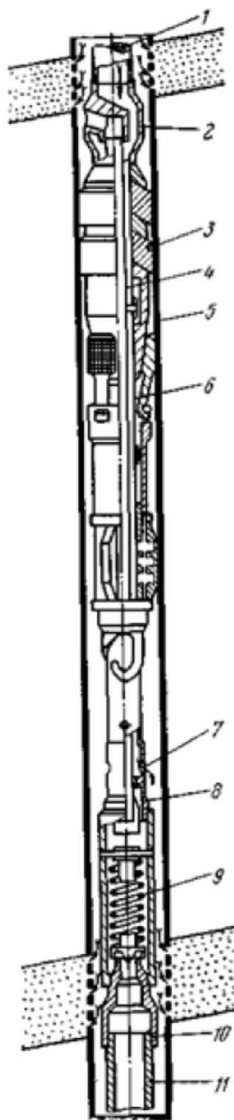


Рисунок 5 – Схема оборудования для раздельной закачки воды в два пласта с одним разделительным пакером типа ОРЗ-2П-5:

1 – НКТ; 2 – перекрёстная муфта; 3 – пакер; 4 – межтрубный канал; 5 – обсадная колонна; 6 – центральный патрубок; 7 – отверстия; 8 – сальник; 9 – клапан; 10 – переводник; 11 – башмак

Оборудование для аздельной закачки воды должно обеспечивать периодическую промывку фильтров водопоглощающих пластов для восстановления или повышения их приёмистости, которая всегда имеет тенденцию к затуханию вследствие заиливания. По схеме предусматривается закачка воды через межтрубное пространство в верхний водопоглощающий пласт и по центральным трубам в нижний водопоглощающий пласт. Давление воды, нагнетаемой в верхний пласт, по каналам перекрёстной муфты 2 и далее по центральному патрубку 6 пакера 3 передаётся вниз на подпружиненный тарельчатый промывочный клапан 9, который при этом закрывается, что предотвращает переток воды в нижний пласт внутри скважины. Вода, закачиваемая по НКТ, через межтрубный канал 4 между центральным патрубком и основной трубой в пакере и далее через отверстия 7 попадает в нижний пласт. Промывочный клапан позволяет нагнать промывочную воду в НКТ. В этом случае вода через НКТ, пройдя

межтрубный канал 4 и отверстия 7, промывает фильтр нижнего пласта и далее через башмак 11 попадет под промывочный клапан 9. Если давление под клапаном 9 будет больше, чем над ним, он откроется и даст доступ промывочной воде в промывочный патрубок 6 и далее через каналы перекрестной муфты 2 в обсадную колонну. При этом одновременно будет происходить промывка фильтровой части верхнего пласта. На поверхность промывочная вода поступает по межтрубному пространству. Для того чтобы промывочный клапан открылся, кольцевое сечение обсадной колонны 5 отключается от водовода и давление падает. Для того чтобы промывочный клапан был закрыт при нормальной работе, необходимо в верхний пласт по межтрубному пространству закачивать воду с более высоким давлением, так как в этом случае давление над клапаном 9 будет больше, чем под ним, и он будет закрыт. Если вода с более высоким давлением должна закачиваться не в верхний, а в нижний пласт, то перед спуском оборудования в скважину необходимо перевернуть корпус промывочного клапана 9 и присоединить его к переводнику 10. При такой компоновке оборудования ствол скважины и фильтры обоих пластов промываются закачкой воды в межтрубное пространство (обратная промывка). Расходы воды в оба пласта замеряются на поверхности. Если в большинстве случаев 146-мм обсадная колонна обеспечивает нужную прочность при нагнетании воды в пласт, то в колонных диаметром 168 мм, прочность на разрыв которой меньше, нагнетание возможно только при низких давлениях.

Для защиты 168-мм обсадной колонны от давления воды разработана конструкция ОРЗ-2П-6 с двумя разделительными пакерами, обращенными раструбом вниз. При спуске оборудования в скважину для защиты манжеты на неё надевается предохранительный металлический кожух, который сбрасывается с неё давлением жидкости при опрессовке оборудования в скважине. Выше самоуплотняющейся манжеты на сердечнике пакера устанавливаются ограничительные втулки с резиновыми манжетами, которые сжимаются весом колонны труб и фиксируют пакер по центру эксплуатационной колонны, обеспечивая нормальную работу самоуплотняющейся манжеты. Конструкция оборудования ОРЗ-2П-6 под колонну 168 мм похожа на ранее описанную. Технологической схемой использования оборудования ОРЗ-2П-6 предусматривается закачка воды с более высоким давлением в верхний пласт по НКТ, а с низким давлением – в нижний пласт по эксплуатационной колонне. Очистка скважины проводится обратной промывкой. Если давление воды, закачиваемой в верхний пласт, опасно для обсадной колонны, то оборудование ОРЗ-2П-6 опускается в скважину только с одним нижним разделительным пакером. Верхний пакер с самоуплотняющейся манжетой не ставится.

Подземное оборудование скважин должно позволять контролировать и регулировать отбор жидкости из залежи на всех этапах её разработки. Исходя из этого, а также учитывая особенности разработки продуктивных пластов, можно сформулировать следующие основные требования к оборудованию для отдельного отбора нефти из нескольких (двух) эксплуатационных объектов через одну скважину:

- 1) обеспечение возможности отдельного отбора жидкости из двух пластов по любой из технологических схем;
- 2) надёжное разобщение пластов на протяжении всего времени работы оборудования, недопущение межпластовых перетоков жидкости при длительной остановке скважины.

Кроме того, оборудование должно отвечать и другим требованиям:

- позволять производить специальные операции, такие как опрессовку пакера и освоение каждого из пластов;
 - быть работоспособным при добыче парафинистой нефти;
 - надёжным в эксплуатации как обычных, так и наклонных скважин;
 - термо- и морозоустойчивым;
 - возможным к применению в обсадных колоннах диаметром 168 и 146 мм;
- 3) обеспечение повышенных отборов жидкости по каждому из пластов и суммарных дебитов скважин;
 - 4) возможность проведения глубинных исследований и отдельного регулирования отборов по каждому из пластов.

Определим, насколько отвечают этим требованиям существующие конструкции оборудования для раздельной эксплуатации скважин.

Оборудование для раздельного отбора жидкости из двух пластов фонтанным способом – наиболее простое и достаточно надежное. В основном существующие конструкции оборудования разработаны именно для этой схемы.

В общем случае конструкции оборудования для раздельного отбора нефти из двух пластов через одну скважину можно объединить в следующие две группы:

- 1) с одной подъёмной колонной;
- 2) с автономными колоннами для подъёма жидкости из каждого пласта.

К первой группе следует отнести те конструкции оборудования, которые предусматривают подъём жидкости из каждого пласта по одной колонне фонтанных труб: оборудование институтов ВНИИ и ТатНИИ (рисунки 6а и 6б).

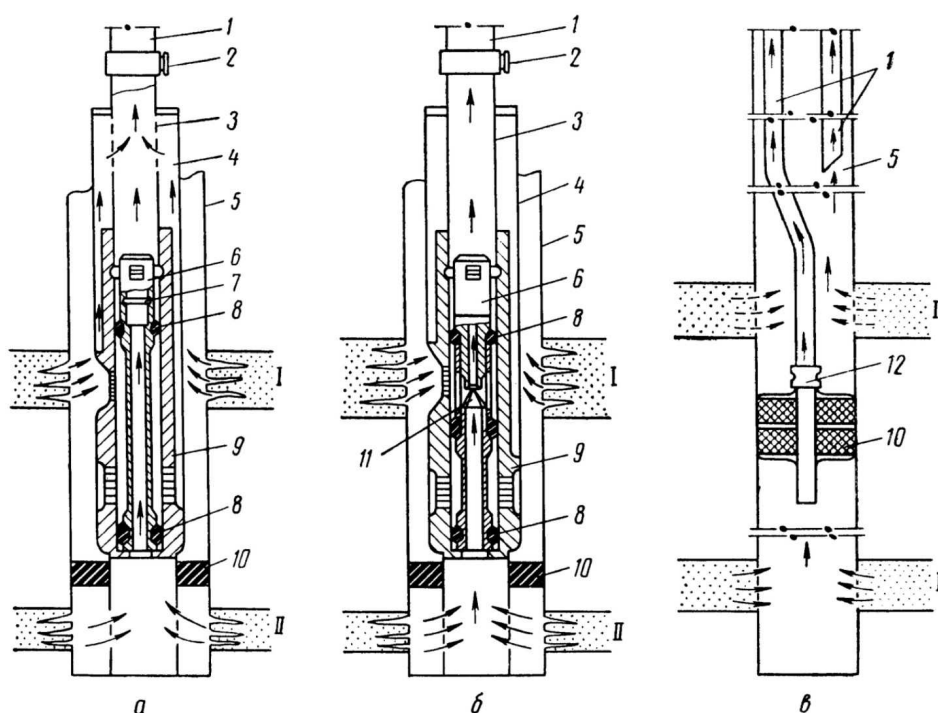


Рисунок 6 – Компонка подземного оборудования для одновременно-раздельного отбора нефти двух пластов одной скважиной (I – верхний пласт; II – нижний пласт):

- 1 – колонна фонтанных труб; 2 – аварийная муфта; 3 – центральная труба; 4 – обводная труба; 5 – эксплуатационная колонна; 6 – плунжер; 7 – забойный штуцер; 8 – уплотнительные манжеты; 9 – разобщик; 10 – пакер; 11 – струйный насос (эжектор); 12 – пусковой клапан
 а – оборудование ОРЭ-2Ф (ВНИИ); б – оборудование ТатНИИ;
 в – оборудование Азинмаша с параллельными рядами труб

В этом случае в скважину на колонне труб спускается пакер и специальный разобщик с плунжером; отбор жидкости по каждому из пластов регулируется двумя штуцерами: устьевым и плунжерным. Плунжер (вместе со штуцером) спускается в скважину и устанавливается в разобщик с помощью специального замкового устройства на скрепковой проволоке. Оборудование позволяет проводить в скважине необходимые исследования: замерять и регулировать дебит по каждому пласту, определять текущие пластовые и забойные давления, а также очищать подъёмные трубы любым из существующих способов. В оборудовании конструкции ТатНИИ (с встроенным струйным эжектором), кроме того, предусматривается некоторая интенсификация отбора жидкости из низкопродуктивного пласта за счёт частичного использования энергии высоконапорного пласта.

Из оборудования второй группы известна конструкция Азинмаша (см. рис. 6в), предусматривающая спуск в скважину двух параллельных или концентричных колонн

подъёмных труб для отдельного отбора жидкости из двух эксплуатационных объектов (пластов), разобщение пакерное; устье скважины оборудуется специальной фонтанной арматурой. Оборудование подобного типа широко применяется за рубежом. Конструкция оборудования позволяет контролировать разработку каждого из пластов (при наличии глубинных приборов малого диаметра), регулировать её, а также производить другие работы, связанные с освоением пластов.

К недостаткам оборудования второй группы следует отнести:

- 1) повышение удельного расхода металла (в условиях Усть-Балыкского месторождения расход труб на скважину увеличивается на 9–12 тонн);
- 2) лимитирование отборов жидкости по пластам диаметрами подъёмной и эксплуатационной колонн и трудность в проведении исследовательских работ;
- 3) сложность монтажа подземного оборудования.

Анализ особенностей взаимодействия эксплуатационных объектов при разработке многопластовых месторождений

При разработке многопластовых месторождений углеводородов одним из основных подходов к анализу процесса нефтегазодобычи является рассмотрение эксплуатационных объектов как единого целого. Процесс нефтегазодобычи при данном подходе определяется наличием комплекса взаимодействующих и взаимосвязанных процессов, изучение которых позволяет оценить степень самоорганизации и устойчивости пластовой системы.

Следует также отметить, что значительные трудности возникают при долгосрочном прогнозировании технологических показателей разработки, так как необходимо учитывать множество параметров, что не всегда возможно на практике, особенно в месторождениях приуроченных к неоднородным коллекторам. Это предопределяет применение модельных представлений для описания динамики процессов нефтегазодобычи.

Данный подход даёт возможность более обоснованно производить процедуры долгосрочного прогнозирования и принимать решения по изменению стратегии и тактики разработки с учётом динамики взаимодействия рассматриваемых эксплуатационных объектов, что позволяет повысить эффективность разработки многопластовых месторождений.

Степень выработки нефтяных пластов в процессе разработки и пути продвижения и фильтрации жидкости обычно определяют по результатам гидродинамических и геофизических исследований. Однако зачастую сложные условия процессов нефтегазодобычи, ограниченность проводимых исследований и недостаточная геолого-промысловая информация, не позволяет получить однозначные и определённые ответы на вопросы, связанные с динамикой изменения водонефтяных потоков. По этой причине важное значение имеют косвенные методы динамического анализа промысловых данных, позволяющие с достаточной степенью надёжности осуществлять диагностирование текущего состояния разработки, как по отдельным объектам, так и в целом по залежи.

С этой целью используется подход к управлению и контролю за разработкой месторождения, основанный на кибернетических принципах анализа и интерпретации геолого-промысловых данных, получаемой в процессе освоения и разработки нефтегазовых месторождений.

Методика динамического анализа включает в себя следующую последовательность процедур:

- выявление характерных особенностей взаимодействия между эксплуатационными объектами;
- диагностирование характерных особенностей в их разработке;
- принятие решений по выбору стратегии разработки с учётом комплекса взаимодействующих и взаимосвязанных процессов нефтедобычи.

Традиционный подход к организации работы систем отбора предполагает проведение комплекса гидродинамических исследований. Сложность проведения таких исследований, а также значительные объёмы проводимых на промыслах мероприятий, как правило, не позволяют иметь необходимый для проведения анализа и расчётов оперативный информационный массив.

В связи с этим используются методы математической статистики, дающие возможность принятия решений по ограниченному объёму текущей геолого-промысловой информации, основу которых составляют дебиты нефти, воды и объёмы закачиваемой жидкости в процессах заводнения.

В процессе анализа геолого-промысловой информации и при принятии решений по рациональной организации систем отбора-нагнетания перечисленные диагностические критерии используются в комплексе. При этом выделяются следующие группы критериев:

- для определения степени взаимодействия объектов и текущего состояния разработки;
- для анализа технологических особенностей работы эксплуатационных объектов.

Отличительной особенностью этого подхода является возможность совершенствования системы разработки на основе выявления характерных особенностей развития пластовых систем в процессе их разработки. Такой подход необходим при регулировании процессов нестационарных отборов и гидродинамического воздействия на залежь.

Многочисленные геофизические и геолого-промысловые исследования свидетельствуют о наличии перетоков флюидов в продуктивных объектах многопластовых месторождений углеводородов. Причинами указанного являются особенности геологического строения, проявление начальных градиентов давления и эффектов неравномерности при фильтрации многофазных потоков и т.п.

Существующие методы выявления таких эффектов, включающие в себя гидропрослушивание, закачку меченых жидкостей, анализ в сопоставлении дебитов скважин не позволяют одновременно оценивать воздействие всей совокупности скважин рассматриваемого объекта с позиции единой системы взаимодействующих элементов.

Применяемый способ лишён отмеченного недостатка, так как позволяет установить степень взаимовлияния для любого количества объектов на рассматриваемый промежуток времени. Здесь в качестве исходного информационного массива используются временные ряды дебитов жидкости, нефти, воды и водного воздействия, по согласованности изменений которых определяется степень взаимодействия эксплуатационных объектов.

Назначение объектов для регулирования нестационарных отборов определяется посредством учёта характерных особенностей и переходных состояний процесса нефтедобычи, присущих конкретным объектам и пластовой системе в целом.

Для оценки степени взаимодействия эксплуатационных объектов в работе применяется коэффициент ранговой корреляции Спирмена, когда абсолютные значения анализируемых параметров заменяются величинами соответствующих им рангов, широко применяемый в задачах нефтегазодобычи.

Это позволяет повысить надёжность результатов анализа геолого-промысловой информации, обусловленную рассмотрением последней, не как количественных оценок, а как тенденции их изменения.

Критерием оценки степени связи между анализируемыми параметрами по значениям коэффициентов корреляции служит значение показателя его значимости.

Процедура расчёта для установления степени взаимодействия между скважинами производится в следующей последовательности:

- 1) рассчитываются парные коэффициенты ранговой корреляции r_s между технологическими показателями горизонтов многопластового месторождения на определённый период времени;
- 2) на основе показателя значимости коэффициента ранговой корреляции определяется степень взаимодействия горизонтов;
- 3) эксплуатационные объекты разбиваются по взаимодействующим группам;
- 4) принятие решений по регулированию процесса «отбор – закачка» в целом по месторождению с учётом характера взаимодействия.

Так как один и тот же эксплуатационный объект может взаимодействовать с ниже и вышележащим объектом (объектами) необходимо использование множественных коэффициентов корреляции.

При взаимодействии нескольких объектов, для анализа парных связей между i -м и j -м объектами в линейных системах обычно используется частный коэффициент корреляции $r_{ij}, m (m = i, j)$, позволяющий исключить влияние остальных элементов системы. Множественный коэффициент корреляции $r_i, m (m = i)$, выражает степень связи между одной величиной и всеми остальными и изменение его характеризует изменение степени совокупного влияния на изучаемую величину всех других величин.

Без дополнительного анализа множественные коэффициенты корреляции не могут быть использованы для количественной оценки степени гидродинамического взаимодействия объектов, а носят качественный характер и позволяют определить основные тенденции взаимодействия, установить характер развития процесса нефтедобычи и выбрать пути регулирования воздействия на пласт.

В основу анализа были взяты временные ряды отборов и закачки по горизонтам в отдельности.

Множественный коэффициент корреляции i -ой скважины с учётом её взаимодействия с m объектов определяется из следующего соотношения:

$$r_{i,m} = \left(1 - \frac{R}{R_{ii}}\right)^{\frac{1}{2}}, \quad (1)$$

где R_{ij} – минор i -го элемента корреляционной матрицы; R – определитель корреляционной матрицы:

$$R = \det[r_{ij}] \begin{vmatrix} 1 & r_{12} & r_{1n} \\ r_{i1} & r_{i2} & r_{in} \\ r_{n1} & r_{n2} & 1 \end{vmatrix}. \quad (2)$$

Определение парных коэффициентов множественной корреляции двух объектов i и j с учётом их взаимодействия с другими объектами рассматриваемой группы из m объектов производится по следующей формуле:

$$r_{ij,m} = \left(\frac{R_{ij}}{R_{ii} \cdot R_{jj}}\right)^{\frac{1}{2}}. \quad (3)$$

В качестве анализируемых объектов были рассмотрены показатели разработки горизонтов Балаханской свиты месторождения «Гум-дениз» (Азербайджан).

В результате расчётов установлены характерные особенности взаимодействия между объектами.

В качестве примера рассмотрим разработку 8 горизонта Балаханской свиты месторождения «Гум-дениз» и его взаимодействие с ниже- (9 горизонт) и вышележащим (7 горизонт) объектами (рис. 7).

Как следует из полученных результатов, здесь наблюдается изменение значения коэффициента корреляции в зависимости от рассматриваемого промежутка времени. При этом в период до 130 месяца анализируемого интервала времени разработки не наблюдается взаимодействие между рассматриваемыми объектами (7 и 8 горизонты), что позволяет рассматривать их в данный период времени как самостоятельные объекты. По мере развития процесса разработки происходит неравномерное изменение состояния пластовых систем, что привело к появлению перетоков между объектами, что и отразилось на значении коэффициента корреляции. Так, в период времени после 130 месяца анализируемого интервала времени разработки значение коэффициента корреляции существенно увеличивается и на 170 месяц составляет порядка – 0,72, что позволяет рассматривать их разработку как единого объекта. Отрицательное значение коэффициента ранговой корреляции указывает на то, что увеличение отбора нефти по одному горизонту приводит к его уменьшению на другом горизонте.

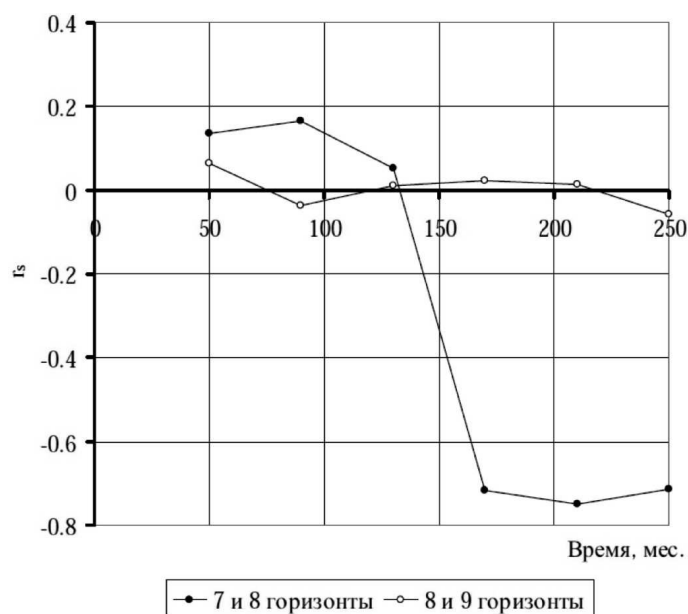


Рисунок 7 – Динамика коэффициента ранговой корреляции

Аналогичный анализ, проведённый для горизонтов 8 и 9, позволил определить, что в процессе разработки не наблюдаются периоды взаимосвязанной работы и их можно рассматривать как самостоятельные объекты. Полученные результаты хорошо согласуются с результатами расчётов коэффициента множественной корреляции. Так, если в период до 130 месяца значение коэффициента множественной корреляции составляло 0,12, то в последующий период времени оно составило – 0,85.

Для подтверждения достоверности полученных выводов была рассмотрена динамика темпов роста отборов по рассматриваемым горизонтам на основе применения экспоненциальной модели вида:

$$y = A + B \cdot e^{-\alpha \cdot t}, \quad (4)$$

где A , B и α – коэффициенты модели.

При этом коэффициент α характеризует темп роста отборов.

На рисунке 8 проиллюстрирована динамика показателя темпов роста отбора нефти по 7 и 8 горизонтам в период времени их взаимодействия.

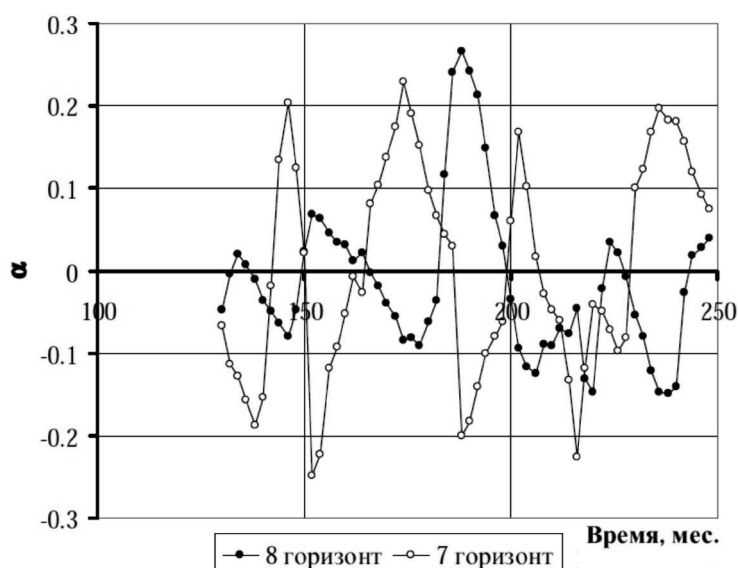


Рисунок 8 – Динамика темпов роста отборов нефти

Как видно из представленных зависимостей здесь наблюдается асинхронность темпов отбора, т.е. увеличение темпов роста отборов по одному горизонту приводит к его уменьшению на другом горизонте. Это свидетельствует о взаимосвязанности процесса нефтедобычи между горизонтами, что позволяет рассматривать их как единый объект в данный период времени.

В то же время сравнение темпов роста отборов нефти по 8 и 9 горизонтам указывает на самостоятельность процессов нефтедобычи по данным объектам и свидетельствует об отсутствии взаимодействия между ними (рис. 9).

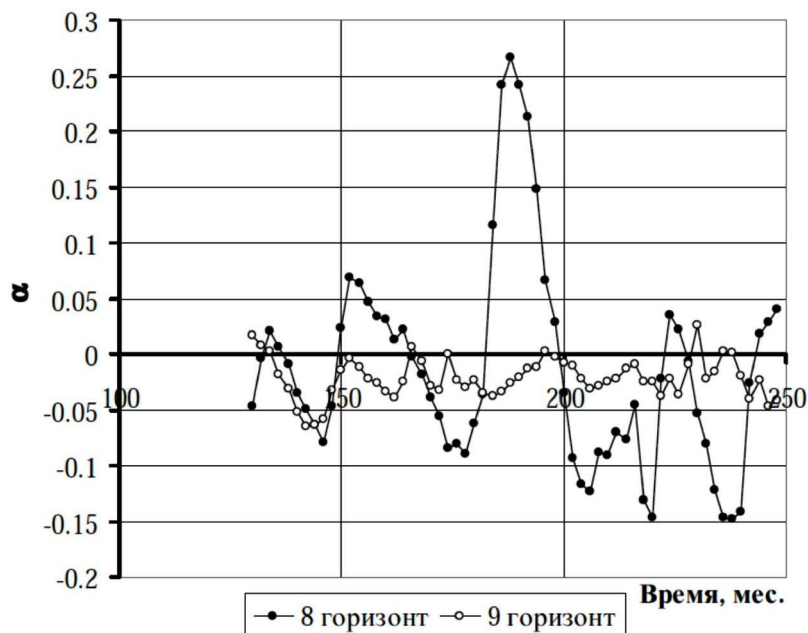


Рисунок 9 – Динамика темпов роста отборов нефти

Таким образом, проведённый анализ технологических показателей разработки неоднородных многопластовых месторождений на основе применения методов ранговой и множественной корреляции, а также оценки динамики темпов отбора флюидов с использованием экспоненциальной модели позволил выявить наличие характерных особенностей взаимодействия эксплуатационных объектов.

На основании проведенных исследований была определена возможность объединения целого ряда горизонтов в единый эксплуатационный объект, что дало возможность оценить прогнозные значения извлекаемых объёмов углеводородов.

Данный подход даёт возможность более обоснованно производить процедуры долгосрочного прогнозирования и принимать решения по изменению стратегии и тактики разработки с учётом динамики взаимодействия рассматриваемых эксплуатационных объектов, что позволяет повысить эффективность разработки многопластовых месторождений.

Литература:

1. Гиматудинов Ш.К. Справочная книга по добыче нефти. – М. : Недра, 1974. – 704 с.
2. Бухаленко Е.И., Абдуллаев Ю.Г. Монтаж, обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования. – М. : Недра, 1985. – 391 с.
3. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М. : Недра, 1987. – 347 с.
4. Гиматудинов Ш.К. Добыча нефти : Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. – М. : Недра, 1983. – 455 с.
5. Щуров В.И. Техника и технология добычи нефти : учебник для вузов. – М. : Недра, 1983. – 510 с.
6. Система и анализ разработки многопластовых месторождений URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625b2bd79b5d53b89521206d27_0.html

7. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 т. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012. – Т. 1. – 540 с.
8. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 т. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012. – Т. 2. – 576 с.
9. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 т. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – Т. 3. – 576 с.
10. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 т. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – Т. 4. – 512 с.
11. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2010. – 539 с. (Грант Российского фонда фундаментальных исследований по проекту № 10-05-07083).
12. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 т. : учеб. пособ. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – Т. 1. – 432 с.
13. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 т. : учеб. пособ. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – Т. 2. – 532 с.
14. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 т. : учеб. пособ. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – Т. 3. – 348 с.
15. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 т. : учеб. пособ. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – Т. 4. – 464 с.
16. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.

References:

1. Gimatudinov Sh.K. The reference book on oil production. – M. : Subsoil, 1974. – 704 p.
2. Bukhalenko E.I., Abdullaev Yu.G. Mounting, service and repair of the oil-field equipment. – M. : Nedra, 1985. – 391 p.
3. Shirkovsky A.I. Development and operation of gas and gas-condensate fields. – M. : Nedra, 1987. – 347 p.
4. Gimatudinov Sh.K. Oil production : The reference guide on design of development and operation of oil fields. – M. : Nedra, 1983. – 455 p.
5. Shchurov V.I. Technique and technology of oil production: the textbook for higher education institutions. – M. : Nedra, 1983. – 510 p.
6. System and analysis of development of multisheeted fields of URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625b2bd79b5d53b89521206d27_0.html
7. Bulatov A.I., Savinok O.V. Major underground repair of oil and gas wells : in 4 t. – Краснодар : Izdatelsky Dom – Yug, 2012. – Т. 1. – 540 p.
8. Bulatov A.I., Savinok O.V. Major underground repair of oil and gas wells : in 4 t. – Краснодар : Izdatelsky Dom – Yug, 2012. – Т. 2. – 576 p.
9. Bulatov A.I., Savinok O.V. Major underground repair of oil and gas wells : in 4 t. – Краснодар : Izdatelsky Dom – Yug, 2014. – Т. 3. – 576 p.
10. Bulatov A.I., Savinok O.V. Major underground repair of oil and gas wells : in 4 t. – Краснодар : Izdatelsky Dom – Yug, 2015. – Т. 4. – 512 p.
11. Bulatov A.I., Savinok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Краснодар : Education South, 2010. – 539 p. (Grant of the Russian Federal Property Fund on the project No. 10-05-07083).
12. Bulatov A.I., Savinok O.V. Praktikum on discipline «Completion oil and gas wells» : in 4 t. : studies manual. – Краснодар : Izdatelsky Dom – Yug, 2013. – Т. 1. – 432 p.
13. Bulatov A.I., Savinok O.V. Praktikum on discipline «Completion oil and gas wells» : in 4 t. : studies manual. – Краснодар : Izdatelsky Dom – Yug, 2013. – Т. 2. – 532 p.
14. Bulatov A.I., Savinok O.V. Praktikum on discipline «Completion oil and gas wells» : in 4 t. : studies manual. – Краснодар : Izdatelsky Dom – Yug, 2013. – Т. 3. – 348 p.
15. Bulatov A.I., Savinok O.V. Praktikum on discipline «Completion oil and gas wells» : in 4 t. : studies manual. – Краснодар : Izdatelsky Dom – Yug, 2014. – Т. 4. – 464 p.
16. Bulatov A.I., Savinok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of mastering of oil and gas wells. – Краснодар : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 576 p.