

УДК 622.276.054:339.562

**ТЕХНОЛОГИЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ
СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ
НА АБИНО-УКРАИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**



**REGULATION TECHNOLOGY
OF THE RESERVOIR PRESSURE MAINTENANCE SYSTEM
ON THE ABINO-UKRAINSKOYE FIELD**

Шиян Станислав Иванович

кандидат технических наук,
доцент кафедры
Оборудования нефтяных
и газовых промыслов,
Кубанский государственный
технологический университет
akngs@mail.ru

Скиба Анна Сергеевна

студентка направления подготовки 21.03.01
«Нефтегазовое дело»
института Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет
anya.ivanova.25@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрена геолого-физическая характеристика Абино-Украинского месторождения, расположенного в пределах Крымского и Абинского районов Краснодарского края. Предложена новая технология регулирования, позволяющая оперативно воздействовать на комплексный гидравлический режим, т.е. потокораспределение во всех значимых участках системы. Показано, что предлагаемый способ управления системой ППД (технология дискретных закачек) легко реализуется как на вновь проектируемых, так и на действующих системах ППД путём введения дополнительно к общепринятым средствам контроля и управления телеуправляемых запорных устройств на скважинах, а на диспетчерском пункте соответствующей программы сбора, обработки и представления данных.

Ключевые слова: система поддержания пластового давления; рекомендации по организации ППД; требования к качеству воды; обоснование агентов воздействия на пласты; способы поддержания пластового давления; обоснование выбора системы размещения и плотности сеток скважин.

Shiyan Stanislav Ivanovich

Candidate of technical sciences,
Associate Professor of Oil
and gas field equipment,
Kuban state technological university
akngs@mail.ru

Skiba Anna Sergeyevna

Student training direction 21.03.01
«Oil and gas engineering»
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university
anya.ivanova.25@mail.ru

Annotation. The article considers the geological and physical characteristics of the Abino-Ukrainskoye field, located within the Crimean and Abinsk regions of the Krasnodar Territory. A new regulation technology is proposed that allows you to quickly act on the integrated hydraulic regime, i.e. flow distribution in all significant parts of the system. It is shown that the proposed method for managing the reservoir pressure maintenance system (discrete injection technology) is easily implemented both on newly designed and existing reservoir pressure maintenance systems by introducing, in addition to generally accepted means of monitoring and control of remote-controlled shut-off devices in wells, and at the control room an appropriate collection and processing program and data presentation.

Keywords: reservoir pressure maintenance system; recommendations on the organization of reservoir pressure maintenance; water quality requirements; substantiation of reservoir agents; methods of maintaining reservoir pressure; rationale for the choice of placement system and density of well grids.

Общая характеристика месторождения

Абино-Украинское месторождение, расположенное в пределах Крымского и Абинского районов Краснодарского края, открыто и введено в разработку в 1956 году.

На месторождении пробурено 281 скважина. Накопленная добыча жидкости равна 21001 тыс. тонн, в т.ч. 6537 тыс. тонн нефти, растворённого газа – 791 млн м³ (в т.ч. 7 млн м³ потерь), накопленная закачка воды с учётом утилизации сточных вод – 7238 тыс. м³. Текущая нефтеотдача – 0,223.

Для обеспечения эффективной добычи нефти применяются гидравлические системы сбора нефти и поддержания пластового давления (ППД), которые имеют сетевую структуру протяжённостью в среднем более 300 км и несколько тысяч элементов

(трубопроводы, скважины, запорная арматура, насосные агрегаты и т.д.). Процесс их регулирования сводится к изменению характеристик некоторых элементов, например, насосов. Однако известно, что структурно сложным системам свойственно реагировать изменением режимов во всех элементах при изменении свойств хотя бы в одном из них. Также применяется технология периодической эксплуатации, которая, однако, не обеспечивает энергосбережение. Ведётся оперативное распределённое регулирование путём смены штуцеров, положения дросселей, корректировки частоты тока для погружных электроцентробежных насосов и т.п. Так как регулирование такого рода не может обеспечить выход на требуемый режим одновременно по всей системе ППД, то это приводит к порывам трубопроводов вследствие гидравлических ударов и неуправляемому гидравлическому разрыву пласта.

В результате происходит снижение коэффициента извлечения нефти на 2–3 % и более.

В этой связи необходима новая технология регулирования, позволяющая оперативно воздействовать на комплексный гидравлический режим, т.е. потокораспределение во всех значимых участках системы. Для достижения такого результата необходима разработка и внедрение распределённого регулирования режимов скважин в непрерывном режиме.

Анализ, требования и рекомендации к системе поддержания пластового давления и подготовке закачиваемых рабочих агентов

Абино-Украинское нефтяное месторождение разрабатывается с ППД.

Существует система, включающая в себя участок подготовки воды методом отстоя в резервуарах, насосную станцию, водоводы высокого давления от КНС к блокам водораспределительных гребёнок (ВРБ) и нагнетательным скважинам, фонд нагнетательных скважин.

Настоящим проектом предусматривается поддержание пластового давления, в связи с чем предъявляются особые требования к системе закачки и качеству воды.

В настоящее время подготовка воды для закачки в пласт осуществляется следующим образом. После сброса попутной воды на Новоукраинской УПСН пластовая вода из резервуаров общим объёмом 3000 м³ насосом ЦНС 38/50 под давлением 3–4 кгс/см² подаётся в резервуары РВС-1000 № 4 и РВС-400 №№ 1, 2 и 3 участка ЗПВ для отстоя в соответствии с нормами по регламенту: содержание мехпримесей 50 мг/л; нефти 50 мг/л; Fe⁺³ 2,4 мг/л. После отстоя вода откачивается на насосы КНС.

Насосная станция предназначена для утилизации пластовой воды на Абино-Украинском месторождении.

Производительность насосной станции ЗПВ «Новоукраинская» по технологическому регламенту – 450 тыс. м³/год. Год сооружения 1968 г. Производительность в настоящее время определена мощностью шурфовых насосов ЭЦН5А 200-1450 и составляет 750 м³/сут или 270 тыс. м³/год. Дополнительно пробурено три шурфа глубиной 30 м, что позволяет увеличить производительность при монтаже насосов до значений регламента.

При работе на приёме шурфовых насосов ЭЦН5А (шурфы №№ 1, 4, 5 и 7) давление 5–10 кгс/см², на выкиде 100–150 кгс/см². На подпоре работают насосы ЦНС 60×198 (1 рабочий, 1 резерв).

Состав и характеристика оборудования Новоукраинской КНС приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Состав и характеристика оборудования Новоукраинской КНС

Наименование оборудования КНС	Обозначение	Количество
1	2	3
Резервуар вертикальный стальной V = 1000 м ³	РВС-1000 № 4	1
Резервуар вертикальный стальной V = 400 м ³	РВС-400 №№ 1, 2, 3	3
Насосы закачки пластовой воды ВННП5А-199-1100	шурф № 1	1
ЭЦНД 5А-250-400		1
ЭЦН5А-250-350	шурф № 4	1
2ВННП5А-199-1100		1

Окончание таблицы 1

1	2	3
2ВННП5А-199-700	шурф № 5	1
2ВННП5А-199-900		1
ЭЦНД 5А-199-1050	шурф № 7	1
ЭЦН5А-250-400		1
Узел учёта закачиваемой пластовой воды	«Взлёт МР»	2

На рисунке 1 приведён прогноз загрузки КНС по варианту 3.

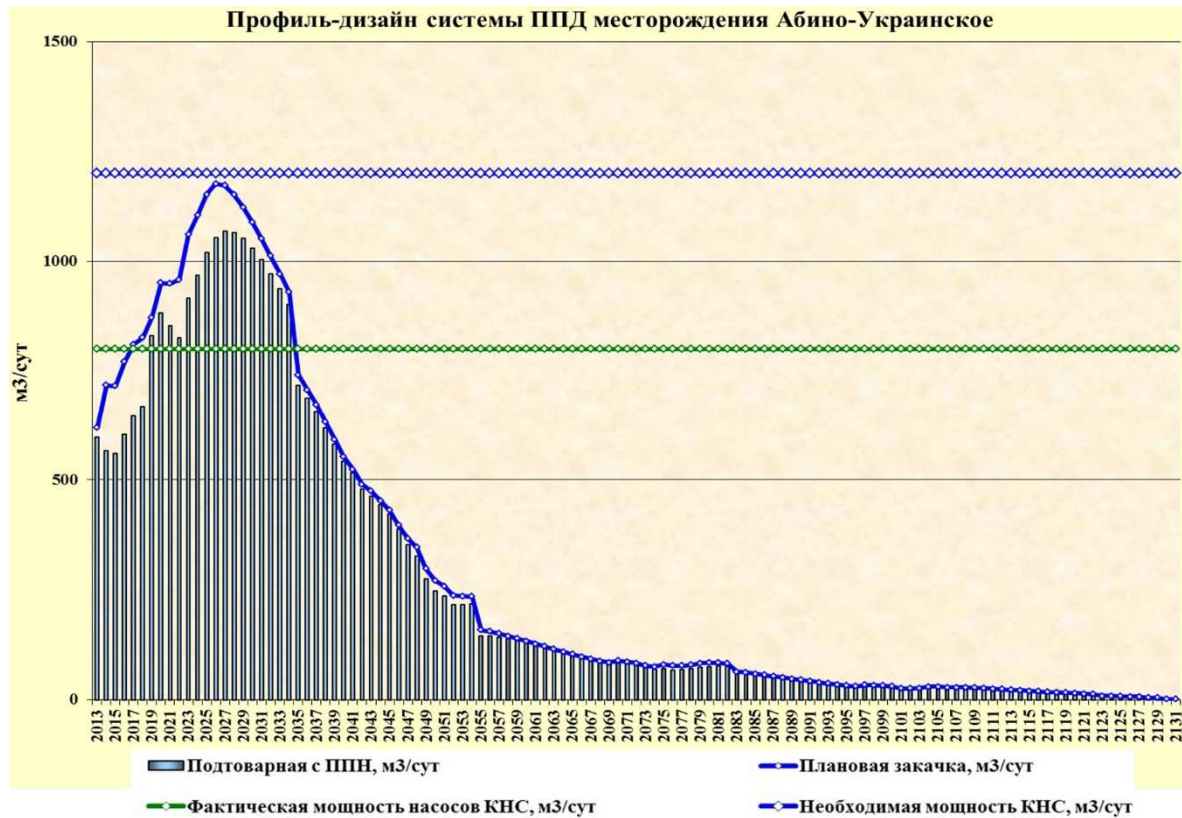


Рисунок 1 – Прогноз загрузки КНС

В соответствии с рекомендуемым вариантом 3 предусматривается бурение 13 нагнетательных скважин.

Максимальный уровень закачки достигнет в 2027 году и составит 438,5 тыс. м³/год или 1201,4 м³/сут. Приёмистость нагнетательной скважины 79 м³/сут. Как видно из прогнозируемых показателей, необходимо увеличить мощность действующих шурфовых насосных агрегатов для закачки воды в систему нагнетания на 500 м³/сут.

Водоводы высокого давления системы ППД проложены подземно, имеют сварочное соединение, изготовлены из труб сталь 20 по ГОСТ 8732-78 Таганрогского металлургического завода. Внутреннего покрытия и наружной изоляции нет. Электрохимическая защита не предусмотрена. Имеется битумное покрытие БН 70/30 ГОСТ 6617-76.

Водоводы низкого давления покрытия не имеют, за исключением водовода от насосной первого подъёма до РВС-400, имеющего покрытие из экструдированного ПЭ усиленного типа ГОСТ Р 51164-98 ООО «Завод по изоляции труб» г. Тимашевск.

Нагнетательные скважины

На устьях нагнетательных скважин установлена арматура АФК 65х210 Бакинского и Воронежского заводов. Скважины оборудованы колоннами труб диаметром 60 и 73 мм. Средняя глубина подвески НКТ находится на 5–8 м выше верхних отверстий фильтра.

Основные восстановительные мероприятия, проводимые на скважинах, – дополнительная перфорация, реперфорация, промывка забоя.

Рекомендации по организации ППД

Устьевая обвязка нагнетательных скважин должна иметь оборудование и устройства, позволяющие:

- принимать воду;
- осуществлять излив для очистки призабойной зоны;
- осуществлять плановую промывку водоводов;
- осуществлять безопасный для окружающей среды приём шлама при разливах и промывках водоводов.

В нагнетательные скважины предпочтительно спускать колонну НКТ одного типоразмера, но составленную из секций с повышением группы прочности (снизу вверх).

Расчёт колонн НКТ должен производиться согласно «Инструкции по расчёту колонн насосно-компрессорных труб» с учётом максимальных постоянных и переменных нагрузок. Основная постоянная нагрузка – собственный вес колонны. Переменные нагрузки обусловлены изменением давления и весом жидкости в колонне. Наибольшее внутреннее давление возникает при испытании колонны на герметичность и установке пакера.

Нагнетательные трубы спускаются до интервала перфорации.

Во избежание коррозии трубы защищаются антикоррозионным покрытием. Башмак нагнетательных труб обустройства воронкой. Для защиты обсадной колонны от высокого давления, предотвращения коррозионного воздействия и исключения проникновения закачиваемой воды в вышележащие горизонты на колонне нагнетательных труб в районе над интервалом перфорации устанавливается пакер типа ПВ-М или аналог.

В настоящее время количество закачиваемой воды определяется приблизительно. Для обеспечения точных замеров требуется установить на водоводах к каждой нагнетательной скважине счётчики (расходомеры).

На нагнетательных линиях должны быть установлены регистрирующие манометры с трёхходовыми кранами и предохранительные клапаны.

На рисунке 2 приведена схема системы закачки пластовой воды (ЗПВ) на Абино-Украинском месторождении.

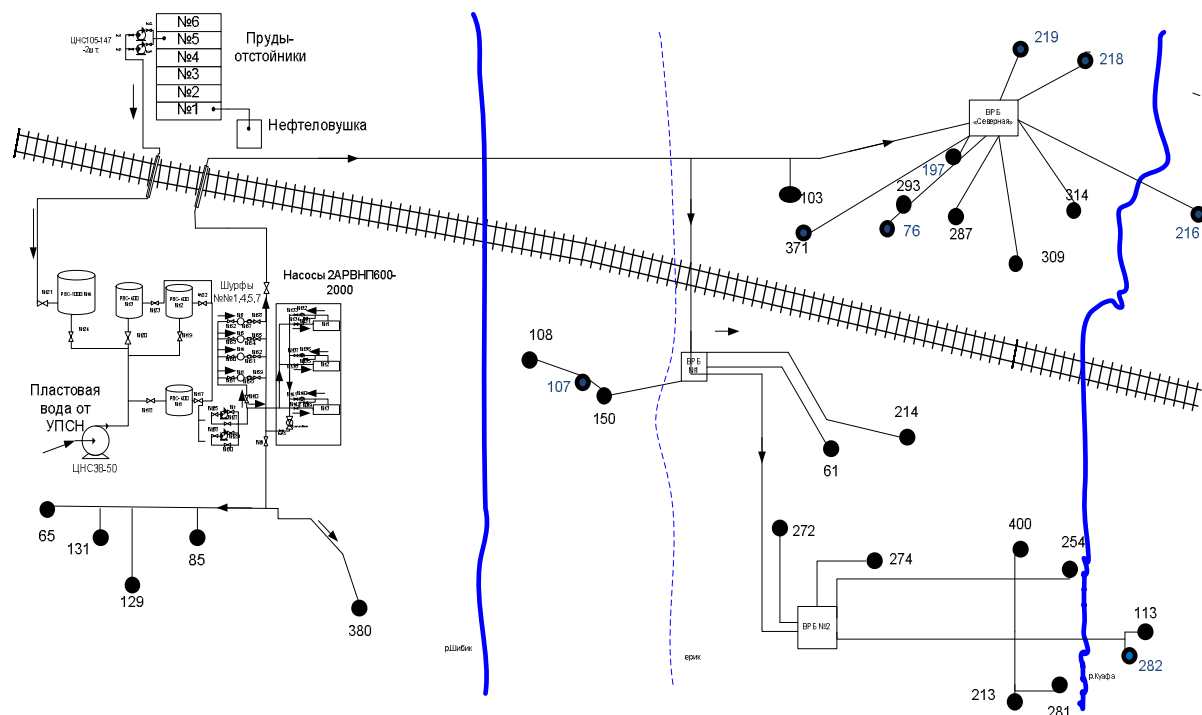


Рисунок 2 – Схема системы закачки пластовой воды (ЗПВ) на Абино-Украинском месторождении

Схема обустройства нагнетательной скважины показана на рисунке 3.

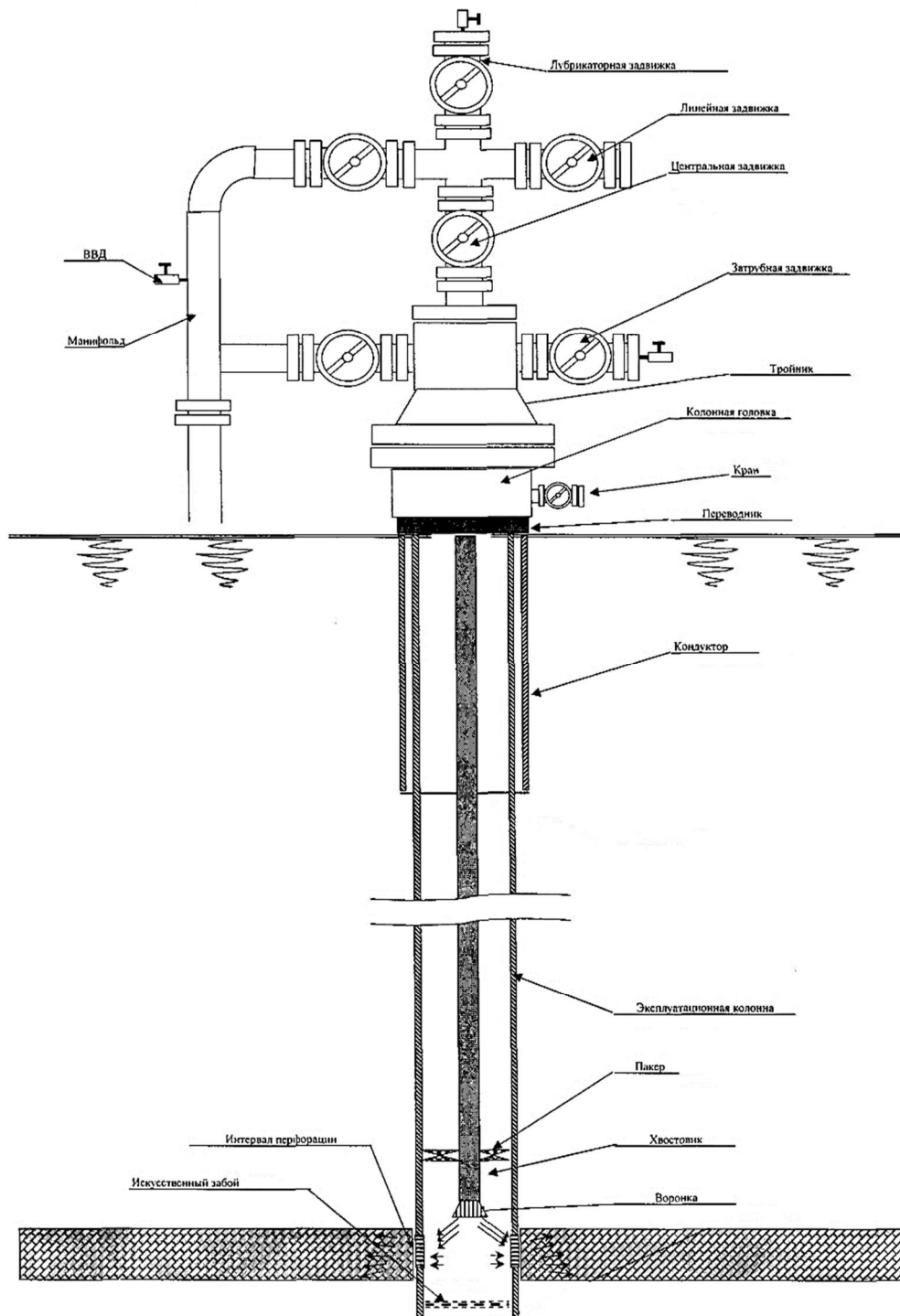


Рисунок 3 – Схема оборудования устья и ствола нагнетательной скважины

Требования к качеству воды

Требования к качеству воды для нагнетания в пласт регламентируются ОСТ 39-225-88, который устанавливает допустимые нормы по содержанию нефти и механических примесей в зависимости от проницаемости пористой среды коллектора и коэффициента относительной трещиноватости коллектора.

Проницаемость коллектора миоценовых отложений $0,0246 \text{ мкм}^2$.

В зависимости от проницаемости и относительной трещиноватости коллектора допустимое содержание нефти и механических примесей устанавливается следующее (табл. 2).

Таблица 2 – Допустимое содержание нефти и механических примесей

Проницаемость пористой среды коллектора, мкм ²	Коэффициент относительной трещиноватости коллектора	Допустимое содержание в воде, мг/л	
		механических примесей	нефти
до 0,1 включительно	–	до 3	до 5
свыше 0,1		до 5	до 10
до 0,35	от 6,5 до 2 включительно	до 15	до 15
свыше 0,35	менее 2	до 30	до 30
до 0,6 включительно	от 35 до 36 включительно	до 40	до 40
свыше 0,6	менее 3,6	до 50	до 50

При закачке воды в поровые коллекторы проницаемостью до 0,1 мкм² должно быть 90 % частиц не крупнее 1 мкм.

Кроме того, содержание растворённого кислорода должно быть не более 5 мг/л, закачиваемые воды должны быть совместимыми с пластовой водой и с породой пласта. Контроль с отбором проб осуществляется не реже раза в неделю на выходе с очистной установки и на наиболее удалённых нагнетательных скважинах.

Для достижения качественной приёмности скважин необходимо поддерживать состояние призабойной зоны на уровне, соответствующем коллекторским свойствам пластов.

Перед осуществлением нагнетания необходимо провести очистку забоев нагнетательных скважин и восстановить фильтрационные характеристики призабойной зоны.

При снижении приёмности на 20 % производить проведение кислотных обработок призабойной зоны и очистку нагнетательной скважины самоизливом, промывкой на ёмкость с последующей откачкой отстоявшейся воды в нефтесборную сеть или водовод и вывозом твёрдых осадков в шламонакопитель. Для достижения проектной приёмности рекомендуется проведение ГРП. Первостепенной задачей при закачке воды в пласт является проблема энергосбережения, поскольку это высокоэнергоёмкий метод увеличения нефтеотдачи.

Рекомендуется при осуществлении ППД на месторождении применять следующие приёмы энергосбережения:

- уменьшение числа ступеней насосных агрегатов;
- замена насосных агрегатов с электродвигателями большой мощности на агрегаты с электродвигателями меньшей мощности;
- отключение согласно графику насосных агрегатов в часы максимальных нагрузок в энергосистеме;
- применение режима циклической закачки;
- исключение закачки технологически излишних объёмов воды;
- применение трубопроводов повышенной гладкости;
- исключение попадания кислорода в закачиваемую воду;
- осуществление снижения сопротивления призабойной зоны за счёт повышения совершенства вскрытия забоя;
- использование естественных или механизированных изливов для очистки призабойных зон;
- повышение культуры ремонтных работ всех видов, исключая привнесение на забой колющих и абразивных шламов.

При ППД неоднородных по приёмности и нефтенасыщенности пластов необходимо применение технологий выравнивания профилей приёмности.

При коррозионной активности воды свыше 0,1 мм/год необходимо предусматривать мероприятия по антикоррозионной защите трубопроводов и оборудования. Из известных ингибиторов коррозии для этих целей можно рекомендовать реагент АНП-2.

Для повышения качества закачиваемой воды рекомендуется осуществить мероприятия по обеззараживанию воды от СВБ бактерицидом типа СНПХ-1260.

Согласно расчётам, на период разработки не будет дефицита попутной воды, излишки с соседних месторождений (Украинского и Шептальского) будут откачиваться на УПН Бугундырский для дальнейшей подготовки и утилизации.

Давление нагнетания

Среднесуточная закачка подтоварной и сточной воды на 01.01.2019 г. по поглощающим скважинам Новоукраинской КНС составляет до 650 м³/сут., а прогнозируемые объёмы закачки достигнут 1150 м³/сут.

Расчёт давления нагнетания на устье скважины при максимальной приёмистости приведён в таблице 3.

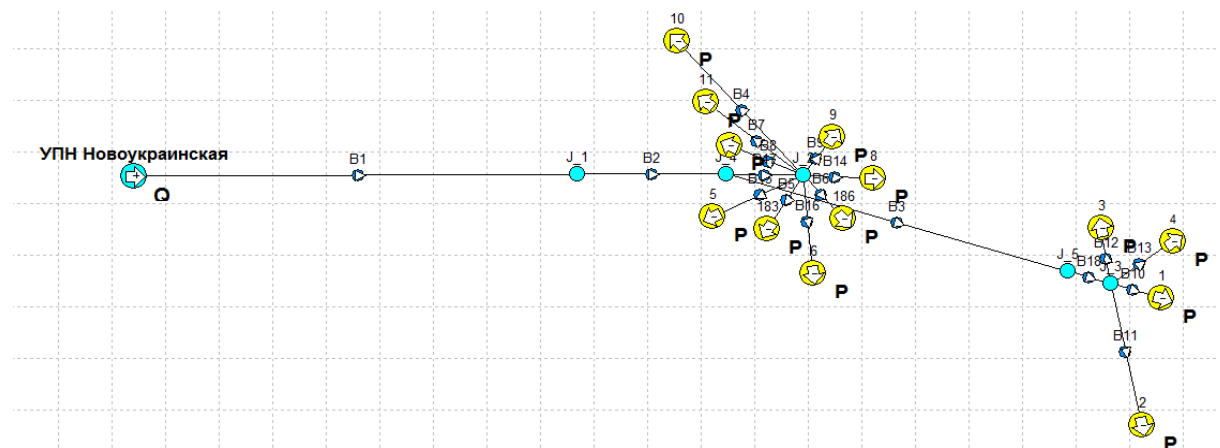
Таблица 3 – Расчёт давления нагнетания на устье скважины

Объём нагнетаемой воды, м ³ /сут.	НКТ	Пласт X глубина 1420 м		Пласт XIV глубина 1760 м	
		гидравлические потери напора в НКТ, атм.	давление нагнетания на устье скважины с учётом гидравлических потерь, атм.	гидравлические потери напора в НКТ, атм.	давление нагнетания на устье скважины с учётом гидравлических потерь, атм.
125	73x5,5	0,55	66,3	0,65	67,4

Расчёт давления в водоводах закачки воды приведён в рисунке 4.

Проведённые гидравлические расчёты показывают, что давление в насосной для закачки воды составит 10 МПа.

Также необходимо увеличить мощность КНС установкой двух дополнительных агрегатов УЭЦН-250-1000 с 2021 года.



	Имя	Тип	Темп	Давление	Массовый расход	Расход газа	Расход жидкости	ГЖФ	Обводненность
-			С	atma	kg/s	mmsm3/c	sm3/d	sm3/sm3	%
1	1	Sink	20,00	67,51	1,03	0,00	88,6	0,00	100,00
2	10	Sink	19,33	92,86	1,03	0,00	88,6	0,00	100,00
3	11	Sink	19,54	92,93	1,03	0,00	88,6	0,00	100,00
4	183	Sink	19,66	92,92	1,03	0,00	88,6	0,00	100,00
5	186	Sink	19,55	92,90	1,03	0,00	88,6	0,00	100,00
6	2	Sink	19,28	67,38	1,03	0,00	88,6	0,00	100,00
7	3	Sink	19,89	67,49	1,03	0,00	88,6	0,00	100,00
8	4	Sink	19,27	93,12	1,03	0,00	88,6	0,00	100,00
9	5	Sink	19,65	93,21	1,03	0,00	88,6	0,00	100,00
10	6	Sink	19,54	93,19	1,03	0,00	88,6	0,00	100,00
11	7	Sink	19,71	92,93	1,03	0,00	88,6	0,00	100,00
12	8	Sink	20,27	67,55	1,03	0,00	88,6	0,00	100,00
13	9	Sink	19,66	92,92	1,03	0,00	88,6	0,00	100,00
14	J_1	Junction	19,91	96,25	13,44	0,00	1151,8	0,00	100,00
15	J_2	Junction	19,82	93,23	9,30	0,00	797,4	0,00	100,00
16	J_3	Junction	19,43	93,16	4,13	0,00	354,4	0,00	100,00
17	J_4	Junction	19,83	93,25	13,44	0,00	1151,8	0,00	100,00
18	J_5	Junction	19,46	93,17	4,13	0,00	354,4	0,00	100,00
19	УПН Новоукраинская	Source	20,00	100,00	13,44	0,00	1151,8	0,00	100,00

Рисунок 4 – Результаты расчётов водоводов

Для реализации проектных решений необходимо следующее обустройство:

- устьевое оборудование АНК 65×210 – 13 комплектов;
- насосно-компрессорные трубы 60,3×5 ГОСТ 633-80 (1500 м на одну скважину для закачки в X пласт миоцена – всего 13500 м; 1800 м на одну скважину для закачки в XIV пласт миоцена – всего 5400 м; итого 18900 м);
- пакеры ПВ-М – 13 ед.;
- водовод 159×10 (согласно гидравлическому расчёту) от распределительного водовода к скважинам ориентировочной длиной 1500 м;
- водоводы высокого давления 89×6,5 для подключения новых 13 нагнетательных скважин из бурения 6 км.

Электроснабжение

Электроснабжение электросетей Абино-Украинского месторождения запитано от подстанций ТП 35/6 кВ И-4 «Абинская» и ТП 35/6 кВ «Юлия». Подключение электрооборудования групповых установок, электродвигателей приводов глубинно-насосного оборудования, КНС, освещения осуществляется от ТП 6/0,4 кВ.

Рекомендации по энергоснабжению

Для реализации проектных решений по рекомендуемому варианту разработки мощностей существующих подстанций недостаточно.

В связи бурением 58 новых добывающих скважин, с вводом из бездействия 18 насосных скважин, бурением 13 новых нагнетательных скважин и увеличением количества закачки воды с целью ППД мощность дополнительного потребления составит около 1000 кВт:

- мощности электродвигателей приводов 76 глубинно-насосных скважин $N = 11$ кВт;
- мощности электродвигателей приводов 2 шурфовых насосов $N = 90$ кВт.

Обоснование агентов воздействия на пласты и способов поддержания пластового давления

Как показали расчёты по оценке упругого запаса залежи, пластовой энергии кумской свиты достаточно для того, чтобы отобрать остаточные запасы углеводородов. Аналогичные расчёты по миоценовым отложениям указывают на необходимость осуществления ППД посредством закачки воды в пласт, но существующая система требует изменения и расширения – остановка закачки на участках, которые уже не разрабатываются или находятся на удалении от зон отборов – необходим перенос закачки в новые скважины.

Но прежде нужно выполнить работы по изучению процессов вытеснения нефти пластовой водой, водой с загустителем, фактора остаточного сопротивления, набухаемости.

Следует сказать, что в настоящий момент времени на Абино-Украинском месторождении никаких исследований по определению на кернах остаточной нефтенасыщенности и коэффициентов вытеснения различными агентами не выполнялось. Для улучшения соотношения подвижности между вытесняющей и вытесняемой жидкостями в закачиваемую воду необходимо добавлять загустители. Наиболее широко применяются высокомолекулярные соединения, например, водорастворимые полимеры.

Применение наиболее доступного полимера (полиакриламида) связано с трудностями приготовления, дозирования и его высокой стоимостью и дефицитностью. Кроме того, в результате полимерного заводнения снижается темп добычи нефти во времени.

Для применения других методов воздействия (газовых, тепловых, физико-химических), необходимо тщательное изучение эффективности процессов вытеснения в лабораторных условиях с последующим проведением опытных работ.

Обоснование выбора системы размещения и плотности сеток добывающих и нагнетательных скважин

Основной фонд скважин Абино-Украинского месторождения пробурен в 50–60-х гг. прошлого века. Позднее на основных эксплуатационных объектах (миоцен – N_1 и кумский горизонт – P_2km (2500 м)) осуществлялось уплотняющее бурение. Основным

принципом при разбуривании был поэтапный ввод новых скважин, начиная с пониженных частей залежей с последующим переводом на верхние отметки на структуре. Учитывая резервы по нефтенасыщенной мощности, которые не охвачены дренированием, следует предусмотреть, прежде всего, восстановление продуктивности существующих скважин (как действующих, так и бездействующих) посредством переноса интервалов дренирования на верхние продуктивные гипсометрические отметки.

А для полной выработки остаточных извлекаемых запасов углеводородов структура вариантов разработки предполагает бурение новых скважин и боковых стволов.

Система ППД посредством закачки воды в пласт претерпит изменения за счёт переноса закачки воды в новые скважины.

Литература

1. Технологическая схема разработки Абино-Украинского месторождения / ООО «НК «Роснефть» – НТЦ»; отв. исп. Мочаев С.В. – Краснодар, 2008.
2. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
4. 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.
5. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
6. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство Лик, 2018. – 292 с.
7. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
8. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
9. Березовский Д.А. [и др.]. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
10. Бэссей Инико Экенг, Савенок О.В., Нвизуг-Би Лейи Ключверт. Оптимизация размещения скважин при заводнении пласта для эффективной разработки месторождений // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – № 7. – С. 53–57.
11. Захарова Е.Ф., Шайхразиева Л.Р. Некоторые вопросы подбора насосного оборудования для совершенствования заводнения пластов // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 86–89.
12. Кодаш А.С. Седиментологический анализ коллекторов нижнемеловых отложений Западного Предкавказья // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 1. – С. 88–93.
13. Полякова Н.С., Ваганов Л.А. Оценка эффективности системы заводнения объекта БВ7 Южно-Винтойского месторождения // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 227–229.
14. Савенок О.В., Поварова Л.В., Гаскаров Н.Р. Эффективность химических методов стимуляции пласта и нестационарного циклического заводнения на Вынгапуровском месторождении // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2. – Ч. 2. – С. 146–151.
15. Савенок О.В., Даценко Е.Н., Соловьёва В.Н. Оценка перспектив доработки залежей нефти и проведения геолого-технических мероприятий на скважинах по фактическим данным их эксплуатации // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 10. – С. 46–51.
16. Скуба Д.А. [и др.]. Высокая эффективность циклической закачки воды на месторождениях с флишевым строением коллекторов (результаты промышленного эксперимента на залежи кумского горизонта Новодмитриевского месторождения) // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 7. – С. 10–14.
17. Скуба Д.А., Савенок О.В., Соловьёва В.Н. Оценка реальной каверново-трещинной ёмкости известняков залежей нефти верхнемеловых отложений Чеченской Республики // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 12. – С. 11–17.
18. Циклис И.М., Моисеева Е.Ф. Исследование влияния продолжительности периода проста/работы нагнетательных скважин на эффективность применения нестационарного заводнения в нефтяных залежах в условиях частичного разгазирования // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 296–301.
19. Шиян С.И., Омельченко Н.Н. Варианты реинжиниринга при реконструкции производственных объектов системы сбора, транспортировки и подготовки нефти, газа и воды Ивановского месторождения // Инженер-нефтяник. – 2020. – № 3.

References

1. Technological scheme of Abino-Ukrainian field development / Rosneft - STC LLC; responsible executor Mochaev S.V. – Krasnodar, 2008.
2. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology at construction of oil and gas wells : textbook for students of higher educational institutions. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Underground workover of oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : South Publishing House, 2012–2015. – Vol. 1–4.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
5. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of development of oil and gas births. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
6. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novochoerkassk : Lik Publishing House, 2018. – 292 p.
7. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremychuk R.S. Oil and gas engineering at squa-gin development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
8. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas fields. – Krasnodar : Ezd. FSBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.
9. Berezovsky D.A. [et al.]. Development of physico-chemical models and methods of prediction of the collector rocks state // Petroleum industry. – 2014. – № 9. – P. 84–86.
10. Bessey Iniko Ekeng, Savenok O.V., Nvisug-Bi Lei Kluwert. Optimization of wells placement at reservoir flooding for effective field development // Oil. Gas. Innovations. – 2018. – № 7. – P. 53–57.
11. Zakharova E.F., Shaikhrazieva L.R. Some questions of a pumping equipment selection for perfection of reservoir flooding // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 2. – P. 86–89.
12. Kodash A.S. Sedimentological analysis of the Lower Cretaceous sediments reservoirs in the Western Caucasus // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 1. – P. 88–93.
13. Polyakova N.S., Vaganov L.A. Estimation of effectiveness of the flooding system of the BV7 object of the South-Vyntoyskiy field // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 2. – P. 227–229.
14. Savenok O.V., Povarova L.V., Gaskarov N.R. Efficiency of the chemical methods of reservoir stimulation and non-stationary cyclic flooding at Vyngapurovskoye deposit // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 2. – Part 2. – P. 146–151.
15. Savenok O.V., Datsenko E.N., Solovyova V.N. Estimation of the prospects of additional development of the oil deposits and carrying out of the geological and technical measures on the wells by the actual data of their exploitation // Geology, geophysics and development of the oil and gas fields. – 2018. – № 10. – P. 46–51.
16. Scuba D.A. [et al.]. High efficiency of cyclic water injection at oilfields with fleece structure of collectors (results of industrial experiment on deposits of Kumskiy horizon of Novodmitrievskiy field) // Neftepromyshlennoe Delo. – 2016. – № 7. – P. 10–14.
17. Skuba D.A., Savenok O.V., Solovyova V.N. Estimation of a real cavernous-cracked limestone reservoir of the Upper Cretaceous oil deposits in Chechen Republic // Geology, geophysics and development of the oil and gas fields. – 2016. – № 12. – P. 11–17.
18. Tsiklis I.M., Moiseeva E.F. Investigation of the downtime/injection well operation period influence on the application efficiency of the non-stationary zawatering in the oil deposits under the partial degassing conditions // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 2. – P. 296–301.
19. Shiyan S.I., Omelchenko N.N. Engineering variants at reconstruction of the production objects of the oil, gas and water collecting, transportation and preparation system of Ivanovo field // Petroleum engineer. – 2020. – № 3.