



УДК 622.276.66

АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ СЕВЕРО-САВИНОБОРСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ



ANALYSIS OF THE CURRENT STATUS AND DEVELOPMENT PROSPECTS OF THE SEVERO-SAVINOBORSKOYE OIL FIELD

Дерли Наталия Александровна

студентка направления подготовки 21.03.01
«Нефтегазовое дело»,
Ухтинский государственный
технический университет
nata_kovalchuk@mail.ru

Савенок Ольга Вадимовна

доктор технических наук,
профессор кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
olgasavenok@mail.ru

Аннотация. В статье проведён анализ текущего состояния и намечены перспективы дальнейшей разработки Северо-Савиноборского нефтяного месторождения. Рассмотрено применение процесса ГРП в условиях этого месторождения, который необходим для образования новых или раскрытия уже существующих трещин с целью повышения проницаемости призабойной зоны пласта и увеличения производительности скважины. Показано, что Северо-Савиноборское месторождение подходит для проведения процесса ГРП, т.к. полностью соответствует всем требованиям данного мероприятия. Расчёты показывают, что процесс ГРП экономически обоснован, т.к. окупается за 3,5 месяцев, что является сравнительно небольшим сроком.

Ключевые слова: анализ текущего состояния и применяемой технологии разработки, давление гидроразрыва, подбор скважин для проведения ГРП, порядок проведения работ по подготовке к ГРП, жидкости для проведения ГРП, техника для гидравлического разрыва пласта, схема обвязки оборудования при ГРП.

Derly Natalia Alexandrovna

student training direction 21.03.01
«Oil and gas engineering»,
Ukhta state technical university
nata_kovalchuk@mail.ru

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of technical sciences,
Professor of oil and gas
engineering department
named after professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
olgasavenok@mail.ru

Annotation. The article analyzes the current state and outlines the prospects for further development of the Severo-Savinoborskoye oil field. The application of the hydraulic fracturing process in the conditions of this field is considered, which is necessary for the formation of new or opening of existing fractures in order to increase the permeability of the bottomhole formation zone and increase the well productivity. It is shown that the Severo-Savinoborskoye field is suitable for hydraulic fracturing, as fully meets all the requirements of this event. Calculations show that the hydraulic fracturing process is economically feasible, because pays off in 3,5 months, which is a relatively short period.

Keywords: analysis of the current state and applied development technology, fracturing pressure, selection of wells for hydraulic fracturing, procedure for preparing for hydraulic fracturing, hydraulic fracturing fluids, hydraulic fracturing technique, hydraulic equipment tying scheme.

Анализ текущего состояния и применяемой технологии разработки

Порядок разбуривания Северо-Савиноборского нефтяного месторождения осуществлялся в соответствии с решениями технологических схем. На 01.01.2019 г. рассматриваемый объект (пласты Ів и Іб) практически разбурен.

Всего пробурена 131 эксплуатационная скважина, в том числе 91 добывающих и 40 нагнетательных скважин. Из проектного фонда остались не реализованными 5 скважин – 1 скважина основного фонда и 4 скважины резервного. Разбуренность месторождения основным проектным фондом составляет 99,2 %.

Действующий фонд добывающих скважин по состоянию на 01.01.2019 г. равен 57. За исключением скважины № 1, работающей фонтанным способом, весь эксплуатационный фонд механизирован (28 скважин оборудованы УЭЦН, 28 – УСШН). В 2018 году в бездействие были выведены 4 скважины: скважина № 36 из-за нерентабельной эксплуатации, скважины № № 106 и 208 для смены ЭЦН и скважина № 187 (для ГТМ по интенсификации отборов). Из бездействия были введены 2 скважины (№№ 158 и 302). В ноябре 2005 года обустроена и введена под отбор на пласт Іб скважина № 1, бывшая нагнетательной в пласт Ів и с 1994 года находящаяся в консервации из-за благоприятной энергетической ситуации на участке и отсутствием необходимости использовать скважину в качестве нагнетательной.



Действующий нагнетательный фонд по сравнению с 2018 годом уменьшился на 2 скважины и составил 29. В течение года 2 скважины (№№ 167 и 224) введены из бездействия, 4 скважины (№№ 161, 211, 233 и 242) выведены в бездействие, скважина № 32 с декабря 2018 года находится в текущем простое (ожидание ОПЗ).

Всего из-за низкой продуктивности, высокой обводнённости, аварийного состояния и нерентабельной эксплуатации в простаивающем фонде находится 40 добывающих скважин (27 в бездействии, 12 в консервации, 1 в освоении). Из числа нагнетательных 1 скважина находится в текущем простое, 5 скважин – в бездействии, 6 – в консервации.

Значительная часть простаивающего фонда характеризуется низкой продуктивностью и высокой обводнённостью. Анализ добывных возможностей скважин, находящихся в бездействии и консервации, показывает, что суточная добыча нефти всего простаивающего фонда может составить 24,7 тонн/сут. или 0,61 тонн/сут. на одну скважину, в том числе по бездействующим скважинам – 19,8 тонн/сут. или 0,73 тонн/сут. на 1 скважину, по находящимся в консервации – 4,9 тонн/сут. Из 40 простаивающих скважин 26 – высокообводнённые, 9 – низкопродуктивные. Большая часть простаивающего фонда скважин (65 %) выполнили своё предназначение и полностью обводнились. 3 скважины требуют капитального ремонта по причине аварии и износа колонны. Работы по восстановлению скважин в настоящее время активно проводятся и будут продолжаться.

С начала разработки по месторождению добыто 7525 тыс. тонн нефти, 13710 тыс. тонн жидкости. Обводнённость на 01.01.2019 г. составляет 74,3 %. Накопленный объём закачки воды составил 20878 тыс. м³ воды. Текущий коэффициент нефтеизвлечения достиг 0,315. Средняя величина накопленного отбора нефти, приходящаяся на одну скважину, составляет 61 тыс. тонн.

Рассмотрим основные показатели разработки по объектам и месторождению в целом по состоянию на 01.01.2019 г.

На нижнем эксплуатационном объекте на залежи нефти Iв + Iб пластов пробурена 131 скважина (без учёта 8 разведочных скважин, ликвидированных сразу после бурения), из них 89 – добывающих, 39 – нагнетательных, 3 – резервных (скважины №№ 301, 305 и 306). Разбуренность месторождения составляет 96,3 % от всего проектного фонда и 99,3 % от основного фонда. Осталось пробурить одну добывающую скважину основного фонда и четыре резервного.

Действующий фонд добывающих скважин на конец года составил 49, нагнетательных – 29. За исключением скважины № 1, работающей фонтанным способом, весь фонд механизирован, 21 скважина оборудована УСШН, 27 – УЭЦН.

В таблице 1 показано распределение действующих скважин по дренированию залежей нефти.

Таблица 1 – Распределение действующих скважин по залежи

Количество скважин	Пласт		
	Iв	Iб	Iв + Iб
добывающих	15	12	22
нагнетательных	13	4	11

Как видно из таблицы 1, 76 % общего количества действующих скважин дренируют залежь пласта Iв и почти столько же залежь пласта Iб, хотя залежь Iб пласта имеет подчинённый характер, и только после отработки нижнего пласта в скважинах подключают в работу запасы верхнего пласта.

За период эксплуатации можно выделить несколько этапов разработки.

С 1976 и до 1984 гг. из залежей добывается в основном безводная нефть. Обводнённость в 1984 году достигла 5,4 %. За этот период накопленная добыча составила 1642 тыс. тонн нефти и 1713 тыс. тонн жидкости. Действующий фонд достиг 62 добывающих и 12 нагнетательных скважин. Дебиты нефти при этом увеличились с 18,2 до 28,6 тонн/сут. С 1981 года наблюдается массовый ввод скважин из бурения, добыча нефти при этом неуклонно растёт и в 1984 году достигает своего максимального уровня 535 тыс. тонн в год.

После 1984 года годовая добыча нефти в течение 5 лет несколько стабилизировалась на уровне 450–500 тыс. тонн. С 1990 года за счёт роста обводнённости наблюдается постоянное падение годовых отборов с 440,8 до 156 тыс. тонн в 1996 году при обводнённости 53,2 %.

С 1996 года добыча нефти опять практически стабилизировалась на уровне 150 тыс. тонн и в 2018 году составила 149 тыс. тонн при обводнённости 72,4 %.

Залежи находятся в III стадии разработки. Дебиты скважин с течением времени претерпели изменения в сторону уменьшения. Если в первый год разработки средний дебит одной скважины по нефти составлял 18,2 тонн/сут., а в год максимальной добычи (1984 г.) он достиг величины 28,6 тонн/сут., то в 2018 году уменьшился до 8,5 тонн/сут. По состоянию на 01.01.2019 г. дебит нефти более 10 тонн/сут. имеют 14 скважин или 29 % действующего фонда скважин.



С начала разработки добыто 7301 тыс. тонн нефти при обводнённости 72,4 %. Текущий коэффициент нефтеизвлечения достиг 0,370 при утверждённом 0,466. Всего под отбором перебивало 110 скважин. Средняя величина накопленного отбора нефти, приходящаяся на одну добывающую скважину, составляет 66,4 тыс. тонн.

Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти и обводнённости приведено в таблице 2.

Таблица 2 – Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти и обводнённости по НЭО

Обводнённость, %	Диапазон дебитов нефти, тонн/сут.					Итого
	до 2	от 2 до 5	от 5 до 10	от 10 до 20	более 20	
следы до 2	–	–	–	–	–	–
от 2 до 5	–	–	3	–	1	4
от 5 до 10	1	1	–	2	2	6
от 10 до 20	–	2	2	1	–	5
от 20 до 50	–	1	–	–	–	1
от 50 до 90	3	5	10	6	2	26
свыше 90	3	3	1	–	–	7
Всего	7	12	16	9	5	49

Весь фонд скважин работает с водой, 53 % действующего фонда дают обводнённую продукцию от 50 до 90 %. В связи с выводом в бездействие высокообводнённых и низкодебитных скважин в работе с обводнённостью свыше 90 % на конец 2018 года осталось 7 скважин. Это скважины № № 128, 130, 157, 243, 301, 302 и 312. Скважины №№ 157 и 243 прилегают к нагнетательным разрешающим рядам, а скважины №№ 128, 130 и 302 к очагам заводнения скважин №№ 32, 136 и 167 соответственно.

Освоение системы воздействия началось с 1979 года вводом под закачку одиночных нагнетательных скважин. В широком масштабе система ППД начала работать с 1982 года.

Разработка залежей осуществляется с применением внутриконтурного (блокового) разрезания в сочетании с очаговым. Всего под закачкой перебивало 44 скважины, из них 23 переведены под закачку после отработки на нефть, одна переведена из нагнетательных под отбор с верхнего пласта. Поддержание пластового давления методом заводнения осуществляется через 29 нагнетательных скважин, в числе которых 14 скважин находятся в четырёх разрезающих рядах, 13 скважин являются очаговыми, 2 скважины расположены в законтурной области.

До 1998 года в пласты закачивали только пресную воду. С 1998 года после пуска УПСВ в продуктивные пласты закачивают сточную подтоварную воду после очистки её от мехпримесей и нефтепродуктов. С начала нагнетания в продуктивные пласты закачено 20878 тыс. м³ воды или 132 % от отбора жидкости в пластовых условиях. Среднее значение пластового давления, определённое по замерам на конец года, по Iв пласту составило 25,2 МПа, что выше уровня первоначального на 0,5 МПа ($P_{нач} = 24,7$ МПа).

По пласту Iб среднее значение пластового давления на конец года составило 23,8 МПа, что выше начального на 0,3 МПа ($P_{нач} = 23,5$ МПа).

Годовая добыча нефти в 2018 году по основному объекту на 11,3 тыс. тонн или на 2 % меньше, чем в 2017 году и составила 149 тыс. тонн. Отбор жидкости по сравнению с прошлым годом уменьшился на 24 тыс. тонн и равен 539 тыс. тонн. Среднегодовая обводнённость продукции снизилась на 1 % и составила 72,4 %. Это снижение обводнённости связано с выводом в бездействие высокообводнённых скважин.

Рассмотрим залежь нефти пласта Iв. Основная доля запасов содержится в пласте Iв, который вырабатывается опережающими темпами.

В период с 1976 по 1984 гг. из залежи добывалась в основном безводная нефть. Обводнённость в 1984 году достигла 5,7 %. Дебиты нефти при этом увеличились с 17,4 до 29,5 тонн/сут. С 1981 года наблюдается массовый ввод скважин из бурения, добыча при этом неуклонно растёт и в 1984 году достигает максимального уровня 500 тыс. тонн в год. После 1984 года добыча нефти несколько стабилизировалась на уровне 400 тыс. тонн в течение трёх лет. Затем наблюдается постоянное падение добычи нефти до 93,5 тыс. тонн в 2018 году. Дебит по нефти в 2018 году составил 6,9 тонн/сут. Средняя величина накопленного отбора нефти, приходящаяся на одну скважину, составляет 63,3 тыс. тонн.

Годовой отбор нефти в 2018 году по пласту Iв по сравнению с предшествующим годом уменьшился на 11,4 тыс. тонн и составил 93,5 тыс. тонн, жидкости – 374,4 тыс. тонн. С начала разработки из пласта извлечено 5758,5 тыс. тонн нефти или 79 % накопленной добычи нефти по объекту при обводнённости продукции 75 %. Действующий фонд добывающих скважин, работающих на пласт Iв, равен 37.



По пласту Іб за 2018 год добыто 55,5 тыс. тонн нефти, 164,9 тыс. тонн жидкости при среднегодовой обводнённости продукции 66,4 %. Накопленная добыча нефти по пласту составила 1543 тыс. тонн, жидкости – 3076 тыс. тонн. Коэффициент нефтеизвлечения составил 0,231. На 01.01.2019 г. в действующем фонде находятся 34 добывающих и 15 нагнетательных скважин. Для активизации выработки запасов пласта Іб в 2018 году введена новая скважина № 1, которая ранее была нагнетательной на пласт Ів, а с 1994 года находилась в консервации. Средняя величина накопленного отбора нефти, приходящаяся на одну скважину, составляет 26,6 тыс. тонн.

Пласт Іб условно разделён на 7 блоков. Основная добыча по пласту приходится на четыре блока (3, 4, 5 и 6). Из этих блоков с начала разработки отобрали 1495 тыс. тонн нефти или 97 % накопленной добычи нефти по пласту. В 2018 году основной объём добычи нефти из пласта Іб вёлся в блоках 4 и 6. Около 35 % годовой добычи нефти из пласта отобрано семью скважинами, работающими в блоке 6.

Освоение системы воздействия на пласт Іб осуществляется с 1979 года вводом двух нагнетательных скважин № № 35 и 242. С 1986 года начинается полномасштабное освоение системы ППД. Действующий фонд нагнетательных скважин на 01.01.2019 г. составил 15 скважин, 11 из которых работают совместно на пласты Іб и Ів. Накопленная закачка составила 4256 тыс. м³ или 116 % от отбора жидкости в пластовых условиях.

По верхнему эксплуатационному объекту действующий фонд скважин на 01.01.2019 г. по ВЭО равен 8. Весь фонд механизирован. Одна скважина оборудована УЭЦН (скважина № 51), остальные – УСШН. В простое находятся 4 скважины. Три из них (скважина № 156 по причине высокой обводнённости, скважины №№ 40 и 243/2 из-за низкой продуктивности) уже длительное время находятся в консервации. В 2018 году была выведена в бездействие скважина № 36 из-за нерентабельной эксплуатации.

Анализ добывных возможностей скважин, находящихся в бездействии и консервации, показывает, что суточная добыча нефти всего простаивающего фонда может составить 1,5 тонн/сут. или 0,4 тонн/сут. на одну скважину, в том числе по бездействующим скважинам – 0,8 тонн/сут., по находящимся в консервации – 0,7 тонн/сут. Из четырёх простаивающих скважин 1 – высокообводнённая, 3 – низкопродуктивные.

С начала разработки из залежей ВЭО отобрано 223,4 тыс. тонн нефти или 3,0 % от общей добычи по месторождению, в том числе: по IV пачке – 179,0 тыс. тонн, по P₁ – 41,7 тыс. тонн, по P₂ – 2,8 тыс. тонн. Всего на залежи в работе пребывало 13 скважин. Средняя величина накопленного отбора нефти, приходящаяся на одну скважину, составляет 17,2 тыс. тонн.

За 2018 год из залежей верхнего объекта добыли 10,9 тыс. тонн нефти или 6,8 % от общего отбора по месторождению, 83,9 тыс. тонн жидкости и 37,4 тыс. м³ попутного газа. Средний дебит одной скважины по нефти равен 3,7 тонн/сут. Все скважины обводнены. 63 % фонда скважин имеет среднегодовую обводнённость от 50 до 90 %. Среднегодовая обводнённость по ВЭО в 2018 году составила 87 %.

Все скважины работают с водой, 88 % действующего фонда дают продукцию, обводнённую выше 50 %. Две скважины (№ № 51 и 354) обводнены более чем на 90 %, т.е. из 13 скважин, пребывавших в работе, 10 имеют отбор до 20 тыс. тонн и только 1 скважина (№ 21/2), работающая на пачку IV, отобрала 65,12 тыс. тонн нефти. Динамика годовых отборов характеризуется нестабильным характером. Максимальный уровень добычи нефти 16,1 тыс. тонн или 1,8 % от НИЗ достигнут в 1981 году.

Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти и обводнённости приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти и обводнённости на ВЭО

Обводнённость, %	Диапазон дебитов нефти, тонн/сут.				Итого
	до 2	от 2 до 4	от 4 до 6	от 6 до 8	
следы до 2	–	–	–	–	–
от 2 до 5	–	–	–	–	–
от 5 до 10	–	–	–	–	–
от 10 до 20	–	–	–	–	–
от 20 до 50	–	1	–	–	1
от 50 до 90	1	2	1	1	5
свыше 90	–	1	1	–	2
Всего	1	4	2	1	8

Залежь нефти IV пачки. Эксплуатация залежи началась с 1979 года вводом скважин №№ 21/2 и 156. За период разработки добыто 179 тыс. тонн нефти и 746 тыс. тонн жидкости. В 2018 году в работе находилось 7 добывающих скважин, 3 из которых работают совместно на 2 пласта: IV пачку и P₁ (скважины №№ 41, 354 и 356). Годовой отбор составил 7,2 тыс. тонн нефти и 51,1 тыс. тонн жидкости при среднегодовой обводнённости 85,9 %.



Залежь нефти пласта P₁. Эксплуатация залежи началась с 1978 года вводом скважин №№ 28/2 и 36. За период разработки добыто 42 тыс. тонн нефти и 144 тыс. тонн жидкости. В 2018 году в работе находилось 5 добывающих скважин. Годовой отбор составил 3,7 тыс. тонн нефти и 32,9 тыс. тонн жидкости при среднегодовой обводнённости 88,8 %.

Согласно действующему проекту пробной эксплуатации, опытная разработка залежей IV пачки и пласта P₁ осуществляется существующим фондом скважин на естественном упруговодонапорном режиме.

Залежь нефти пласта P₂. Эксплуатация залежи началась с 1983 года вводом скважины № 40, которая вступила в работу с дебитом нефти 1,8 тонн/сут. В год максимальной добычи (1984 год – 1,7 тыс. тонн) среднегодовой дебит по нефти составил 4,8 тонн/сут. Начиная с 1985 года, среднегодовой дебит колебался с 0,1 до 0,9 тонн/сут. С 01.02.1991 г. скважина находится в консервации. За период разработки было добыто 2,8 тыс. тонн безводной нефти.

Если провести сравнение эффективности ГТМ, выполненных на Северо-Савиноборском месторождении в 2018 году, то дополнительная добыча нефти составила 8904,7 тонн (с учётом ИФП); по сравнению с предыдущим годом удельная эффективность ГТМ уменьшилась.

В 2018 году в скважине № 1 нагнетательного фонда выполнены изоляционные работы по отсечению пласта В-3. Изоляция нижнего пласта проведена установкой ВП-118 и цементного моста (текущий забой 2370 м) при переводе её в добывающие по пласту Ib, ранее не перфорированному. Текущая нефтенасыщенность перфорированного пласта Ib в интервале от 2361,5 до 2364,0 м по данным УКК (05.10.2018 г.) составляла 80 %. Скважина введена в работу 14 ноября со средним дебитом нефти 26,4 тонн/сут. практически без воды. Дополнительная добыча нефти от дострела пласта составила 1267 тонн.

В трёх скважинах нагнетательного фонда нижнего объекта проведены ОПР по внедрению технологий ООО «РИТЭК-ЭНПЦ».

В скважину № 233 закачано 16 м³ кислотной микромульсии на основе реагента «Полисил-П». Коэффициент приёмистости пласта после обработки составил 12,2 м³/сут·МПа (07.06.2018 г.). Увеличение приёмистости скважины отмечается в течение 5 месяцев, затем она снизилась до прежнего уровня. С 01.12.2018 г. скважина находится в бездействующем фонде, заморожен водовод.

На увеличение закачки скважины № 233 отреагировала добывающая скважина № 301. Дополнительная добыча нефти 43 тонн, прирост дебита нефти 0,5 тонн/сут., продолжительность эффекта 92 сут.

В скважине № 235 действующего фонда обработка ПЗП композицией «ВС» на основе состава РС-9 (18 м³) выполнена в декабре. До обработки работающими на приёме выделялись три нижних интервала пласта (ПГИ от 22.07.2018 г.). Исследования скважины после обработки не проводились. Скважина запущена в работу 10.12.2018 г. Приёмистость скважины не изменилась.

С целью выравнивания профиля приёмистости в скважину № 115 закачали полимергелевую смесь «РИТИН-10». Исследованиями, выполненными 10 мая, в скважине отмечались заколонные перетоки, что согласно регламента на проведение работ является нежелательным фактором. Исследования после обработки ещё не проведены. Скважина введена в работу 29.12.2018 г. Приёмистость её составила 50 м³/сут. против 164 м³/сут. до обработки. Влияние обработанных в декабре скважин на режим работы окружающих добывающих скважин будет отслеживаться с января 2019 года.

Для оценки энергетического состояния пластов проведено значительное количество гидродинамических исследований по определению пластовых и забойных давлений, кроме того, выполнены комплексные исследования по изучению фильтрационных характеристик пласта и призабойной зоны. Коэффициент продуктивности по исследованным скважинам колеблется в интервале 0,432–17,7 м³/(сут·МПа). Результаты обработки КВУ показали удовлетворительное состояние ПЗП по скважинам. Значение скин-эффекта по исследованным скважинам колеблется в пределах от –4,3 до 1,7. По скважинам №№ 34 и 303 значения скин-эффекта положительные 2,9 и 2,1 соответственно, что указывает на загрязнение ПЗП.

По контролю за разработкой выполнены 49 ПГИ по 18 добывающим и 17 по нагнетательным скважинам.

Теоретические основы гидравлического разрыва пласта

В настоящее время в разработку широко вовлекаются трудноизвлекаемые запасы нефти, приурочены к низкопроницаемым, слабодренлируемым, неоднородным и расчленённым коллекторам. Одним из эффективных методов повышения продуктивности скважин, вскрывающих такие пласты, и увеличения темпов отбора нефти из них, является гидравлический разрыв пласта. Гидравлический разрыв может быть определён как механический метод воздействия на продуктивный пласт, при котором порода разрывается по плоскостям минимальной прочности, благодаря воздействию на пласт давления, создаваемого закачкой в пласт флюида. Флюиды, посредством которых с поверхности на забой передаётся энергия, необходимая для разрыва, называется жидкостями разрыва. После разрыва под воздействием давлений жидкости трещина увеличивается, возникает ее связь с системой естественных трещин, не вскрытых скважиной, и с зонами повышенной проницаемости; таким образом, расширяется область пласта, дренируемая скважиной. В образованные трещины жидкостями разрыва транспортируется зернистый материал, закрепляющий трещины в раскрытом состоянии после снятия избыточного давления.



Одним из важнейших параметров проведения ГРП является давление гидроразрыва, при котором образуются трещины в материале породы. В идеальных условиях давление раскрытия трещин $r_{грп}$ должно быть не меньше горного давления $r_{гор}$, создаваемого толщей вышележащих пород. Однако в реальных условиях может выполняться неравенство $r_{грп} \ll r_{гор}$, что объясняется наличием в пласте глинистых пропластков, обладающих хорошими пластичными свойствами. В процессе бурения, когда ствол скважины не обсажен, под действием веса вышележащих пород может произойти выдавливание глины из пласта в скважины и частичное разгружение пласта, расположенного под глинистыми пропластками, что и приводит к снижению давления гидроразрыва.

Гидроразрыв проводят по следующей технологии. В начале под большим давлением закачивают жидкость с песком. Обычно и жидкость разрыва, и жидкость-песконоситель при обработке добывающих скважин приготавливают на углеводородной основе. Концентрация в жидкости-песконосителе обычно колеблется в пределах от 100 до 500 кг/м³ и зависит от её фильтруемости и удерживающей способности.

Далее закачивают продавочную жидкость для доведения жидкости-песконосителя до пласта. Для этих целей чаще всего используют воду.

К жидкости разрыва предъявляются следующие требования. Во-первых, она должна быть высоковязкой, чтобы не произошло её быстрое проникновение вглубь пласта, иначе повышение давления вблизи скважины будет недостаточным. Во-вторых, при наличии в разрезе скважины нескольких продуктивных пропластков необходимо обеспечить по возможности равномерный профиль приёмистости. Для гидроразрыва пласта необходимо использовать жидкость, вязкость которой не зависит от скорости фильтрации.

Подбор скважин для проведения ГРП

Перед непосредственным расчётом ГРП проверим готовность скважины к запланированному мероприятию. Объектом для проведения технологии ГРП могут быть пласты-коллекторы, сложенные как терригенными, так и карбонатными породами.

Наиболее благоприятными объектами для проведения ГРП являются пласты, обладающие высокой пластовой энергией и нефтенасыщенностью. Предпочтение следует отдавать объектам воздействия:

- продуктивные пласты которых сложены низкопроницаемыми коллекторами с остаточной вертикальной трещиноватостью;
- продуктивность которых в данной скважине ниже, чем у близлежащих скважин, пробуренных на тот же объект;

Кроме того:

- потенциальный дебит (максимальный дебит за всю историю эксплуатации) не менее 3 тонн/сут.;
- толщина перекрывающих и подстилающих экранов – не менее 3 м;
- отношение текущего пластового давления к начальному от 0,8 до 0,9;
- состояние цементного камня в интервале перфорации ± 10 м хорошее;
- скважина не должна иметь заколонных перетоков;
- зенитный угол ствола скважины в интервале пласта – не более 10°.

Порядок проведения работ по подготовке к ГРП

Перед проведением гидравлического разрыва проводятся следующие мероприятия:

- производится промывка забоя до чистой воды;
- колонна НКТ приподнимается на 5 м выше кровли пласта;
- по НКТ производится перфорация зарядами ПКР-42С или при необходимости углублённая перфорация зарядами ПКС-105С, ПЛ-70;
- при необходимости производится очистка эксплуатационной колонны гидравлическим скребком в месте посадки пакера и якоря;
- производится замена эксплуатационной устьевого арматуры на специальную фонтанную арматуру для ГРП;
- в скважину спускаются технологические трубы с пакером и якорем и опрессовочным седлом;
- осуществляется посадка пакера с якорем.

Жидкости для проведения ГРП

Жидкости ГРП предназначены для проведения операций по интенсификации процессов добычи нефти за счёт увеличения каналов гидравлического взаимодействия пластов со скважиной.

Различные жидкости разрыва перед использованием их в том или ином пласте должны быть проверены на взаимодействие с породой и насыщающими данный пласт жидкостями. Это определяет возможность использования той или иной жидкости разрыва в данном пласте. Чрезвычайно важно



уменьшить возможность образования вторичных эмульсий и отделения от породы мелкодисперсных частиц, которые будут мешать движению потока жидкости по трещине. Проверка на взаимодействие поможет обнаружить такие поверхностно-активные вещества и химические реагенты, которые при введении их в жидкость разрыва предотвратят указанные вредные процессы.

Для выбора необходимой жидкости разрыва, подходящей для Северо-Савиноборского нефтяного месторождения, важно учесть такой параметр как пластовая температура. Это связано с тем, что при высоких температурах некоторые жидкости теряют значительный процент своей эффективности. Рекомендуется использовать жидкости разрыва на основе полисахаридов, разработанные ООО «ПермьНИПНефть».

Составы жидкостей ГРП готовятся на водной основе и отличаются невысокой стоимостью, способностью к изменению реологических свойств в широких пределах, а также управляемой скоростью деструкции. Свойства жидкостей ГРП на основе полисахаридов обеспечивают проведение работ по гидроразрыву низко- и высокопроницаемых пород. В зависимости от соотношения ингредиентов, входящих в состав, жидкости ГРП могут использоваться как жидкость разрыва и как жидкость-песконоситель.

Жидкость ГРП содержит полисахаридный полимер, неорганическую соль для обеспечения необходимой плотности, сшивающий агент, реагент-терморегулятор и деструктор.

Жидкость ГРП имеет следующие показатели:

- динамическая вязкость при температуре 20 °С (по вискозиметру Хепплера) – от 200 до 2000 мПа·с;
- пескоудерживающая способность при концентрации песка в жидкости до 700 кг/м³ при 20 °С – не менее 8 часов, при 80 °С – не менее 6 часов;
- плотность – от 1020 до 1180 кг/м³;
- время хранения в промысловых условиях при 20 °С – от 3 до 5 суток;
- не образует водонефтяных эмульсий;
- не изменяет своих свойств при контакте с породой и пластовыми флюидами.

Жидкость-песконоситель используется для транспортирования песка с поверхности до трещины и заполнения последней песком. Она должна быть инертна по отношению к продукции пласта и длительное время не изменять своих свойств, также обладать минимальной фильтруемостью и высокой удерживающей способностью в отношении взвешенного в ней песка. В качестве жидкости-песконосителя возьмём проппант средней прочности, т.к. песок не выдерживает горного давления после ГРП, и трещина смыкается. Плотность проппанта около 2,7 г/см³.

Техника для гидравлического разрыва пласта

Как правило, ГРП проводят по колонне НКТ, спускаемой в скважину и закрепляемой на расчётной глубине пакером или якорем. Так как в процессе разрыва под пакером создаётся высокое давление, существенно превышающее гидростатическое давление столба жидкости, на пакер действует значительная страгивающая сила, что может вызывать его перемещение вверх и продольный изгиб НКТ. Во избежание этого выше пакера устанавливают гидравлический якорь плашечного типа. При создании внутри якоря избыточного давления зубчатые плашки раздвигаются и вдавливаются в обсадную колонну, надёжно фиксируя спущенное в скважину оборудование.

Поверхностное оборудование для производства ГРП включает: специальные насосные агрегаты износостойкого исполнения, например, 4АН-700; привод силового насоса этого агрегата – дизельный двигатель, который связан с приводным валом силового насоса.

Для приготовления смеси жидкости-песконосителя используют пескосмесительные агрегаты с автоматически регулируемым дозаторами жидкости и наполнителя. Принципиально такой агрегат включает двигатель привода насоса, центробежный пульповый насос, специальный двухкамерный бункер для наполнителя, смесительное устройство с четырёхлопастными мешалками.

Для доставки к скважине рабочей жидкости используют автоцистерны 4-ЦР ёмкостью 10 м³.

При производстве ГРП обязательным элементом является манифольдный блок высокого давления, предназначенный для обвязки выкидных насосных агрегатов и присоединения их к специальной арматуре устья скважины. Принципиальная схема расположения оборудования и обвязки устья при гидроразрыве показана на рисунке 1.

Все насосные агрегаты управляются одним оператором из станции контроля. В станцию контроля на центральный компьютер передаются такие параметры как давление на НКТ, давление на за трубе, скорость потока жидкости и др.

Выводы и рекомендации

Процесс ГРП в условиях Северо-Савиноборского нефтяного месторождения необходим для образования новых или раскрытия уже существующих трещин с целью повышения проницаемости призабойной зоны пласта и увеличения производительности скважины.

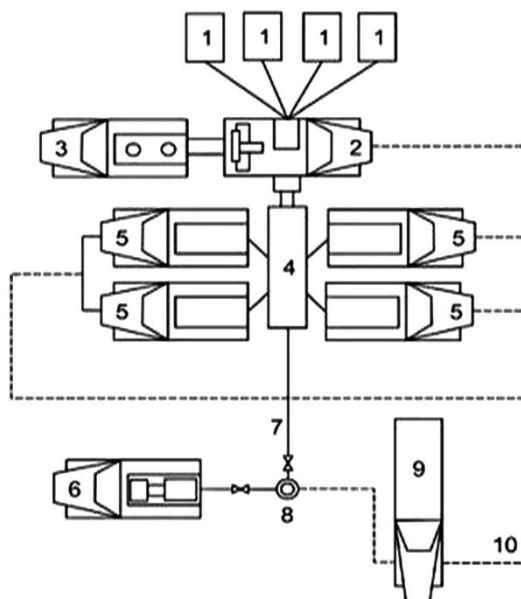


Рисунок 1 – Типовая схема размещения оборудования при проведении ГРП:

- 1 – технологические смеси; 2 – смеситель (блендер); 3 – песковоз; 4 – блок манифольда; 5 – насосный агрегат; 6 – цементировочный агрегат ЦА-320; 7 – манифольдная линия; 8 – скважина; 9 – станция управления; 10 – контрольно-измерительная линия

Северо-Савиноборское месторождение подходит для процесса ГРП, т.к. полностью соответствует всем требованиям данного мероприятия, а именно: продуктивный горизонт приурочен к терригенным отложениям, глубина скважины менее 3000 м (2522 м), дебит скважины более 3 тонн/сут. (24 тонн/сут.), пластовая температура меньше 100 °С (65 °С), отношение текущего пластового давления к начальному – не менее 0,8–0,9.

На основании анализа результатов расчёта гидравлического разрыва пласта могут быть сделаны следующие выводы:

- применяемые технические средства соответствуют необходимым техническим требованиям и позволяют реализовать запроектированный гидравлический разрыв пласта для Северо-Савиноборского месторождения в полном объеме;

- ожидаемый эффект от ГРП составляет примерно 2,3 раза.

Необходимые рекомендации:

- по окончании процесса ГРП скважину оставляют под давлением до момента падения его на устье скважины до нуля;

- после этого замеряют забой и уровень, при наличии на забое песчаной пробки скважину промыть, после чего она поступает в освоение и на исследование;

- во избежание возможного поступления обратно в скважину песка из трещины освоение следует проводить методом плавного запуска, т.е. путём постепенного повышения депрессии.

Литература

1. Результаты лабораторно-экспериментального определения физико-гидродинамических характеристик коллекторов отложений Северо-Савиноборского месторождения: Отчёт / ООО «Петрофизик»; руководитель работы Куклин И.А. – Ухта, 2004.

2. Авторский надзор за внедрением технологических схем и проектов разработки месторождений ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» за 2004 год. Книга 1. Группа месторождений ООО «Тэбук-Ухтанефтегаз»: Отчёт / ПечорНИПИнефть; руководитель Ерикова Л.Е. – Ухта, 2005. – 401 с.

3. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин: учебное пособие для студентов вузов / А.И. Булатов [и др.]. – Краснодар: ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.

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

5. 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.

6. 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.

7. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. – М.: Недра, 1999. – 212 с.

8. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М.: Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.



9. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
10. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
11. Арутюнов Т.В., Березовский Д.А., Кусов Г.В. Анализ технологии проведения гидравлического разрыва пласта в условиях объекта Ю1 Снежного месторождения // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2017. – № 02. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2017/02/9.PDF>
12. Куликов Э.В., Залоев П.Д., Лешкович Н.М. Особенности применения ГРП на Приразломном месторождении // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 127–132.
13. Павельева О.Н., Басов А.О., Павельева Ю.Н. Анализ проведения ГРП на переходящем фонде скважин на Приобском месторождении // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 198–200.
14. Савенок О.В., Кусов Г.В. Повышение эффективности газоконденсатотдачи с помощью гидроразрыва пласта на Ново-Уренгойском газоконденсатном месторождении // ГеоИнжиниринг. – 2006. – № 2. – С. 88–91.
15. Анализ эффективности применения ГРП на Ельниковском нефтяном месторождении / А.Л. Яковлев [и др.] // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 1. – С. 128–151.
16. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. База данных «Гидравлический разрыв пласта». Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2015620811. Заявка № 2015620282. Дата поступления 27 марта 2015 г. Дата государственной регистрации в Реестре баз данных 25 мая 2015 г.

References

1. Results of laboratory and experimental determination of physical and hydrodynamic characteristics of sediments reservoirs of the Severo-Savinoborskoye field: Report / LLC Petrofizik; the Head of work Kuklin I.A. – Ukhta, 2004.
2. Author's supervision over implementation of technological schemes and field development projects of LUKOIL-Ukhtaneftgaz in 2004. Book 1. Group of Fields of LLC Tabuk-Ukhtaneftgaz: Report / PechorNIPIneft; head Yerkova L.E. – Ukhta, 2005. – 401 p.
3. Ecology in construction of oil and gas wells: a textbook for students of universities / A.I. Bulatov [et al.]. – Krasnodar : Enlightenment-South, 2011. – 603 p.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Finishing oil and gas wells»: in 4 volumes : a textbook. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – V. 1–4.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Oil and gas wells overhaul: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – V. 1–4.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremichuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
7. Kanevskaya R.D. Mathematical modeling of oil and gas field development with application of hydraulic fracturing. – M. : Nedra, 1999. – 212 p.
8. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of oil and gas fields development. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
9. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremichuk R.S. Oil and gas engineering at development of wells. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
10. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas fields. – Krasnodar : Ezd. FSBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.
11. Arutyunov T.V., Berezovsky D.A., Kusov G.V. Analysis of the hydraulic fracturing technology in the conditions of the object U1 of the Snezhnoye field // Student Science Bulletin of the Information Systems and Programming Department. – 2017. – № 02. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2017/02/9.PDF>
12. Kulikov E.V., Zaloev P.D., Leshkovich N.M. Features of the hydraulic fracturing application at Prirazlomnoe deposit // Bulatovskie readings. – 2017. – V. 2. – P. 127–132.
13. Pavelieva O.N., Basov A.O., Pavelieva Yu.N. Analysis of the hydraulic fracturing at the transfer well stock at Priobskoye field // Bulatovskie readings. – 2017. – V. 2. – P. 198–200.
14. Savenok O.V., Kusov G.V. Gas-condensate emission efficiency increase by means of the hydraulic fracturing at the Novo-Urengoi gas-condensate field // GeoEngineering. – 2006. – № 2. – P. 88–91.
15. Analysis of hydraulic fracturing application efficiency at Yelnikovskoye oil field / A.L. Yakovlev [et al.] // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2017. – № 1. – P. 128–151.
16. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Database «Hydraulic fracturing». Certificate of State Registration of the Database No. 2015620811. Application № 2015620282. Date of entry 27 March 2015. Date of state registration in the Register of Databases May 25, 2015.