

«Согласовано»
Главный геолог
ОАО «СН-МНГ»

Кузнецов М.А.

«Утверждаю»
Главный инженер
ОАО «СН-МНГ»

Пятаев А. М.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ на расконсервацию поисковой скважины № 3006 Западно-Усть-Балыкского месторождения Западно-Усть-Балыкского лицензионного участка

Недропользователь – общество с ограниченной ответственностью «Славнефть-Нижневартовск»

1. Месторождение: Западно-Усть-Балыкское
2. Скважина: № 3006.
3. Назначение – поисковая.
4. Цель расконсервации – переиспытание пластов Ю₂, Ю₃ с целью проведения ГДИ и определения добычных возможностей с проведением ГРП и прироста запасов категории С1.
5. Глубина скважины – 3019 м.
6. Конструкция скважины:
Направление 324мм – 52 м
Кондуктор 245мм – 71,9 м
Эксплуатационная колонна 168мм - 2819,05 м (толщина в интервале 0-445,16-2016,1-2819,05 м – 8,9-7,3-8,9 мм). Хвостовик 114мм в инт.2223,33-3016 м (толщина в интервале 2223,33-2507,84-3016 м –7,4-8,6 мм). До глубины 2100 эксплуатационная колонная не перфорировалась.
Опрессована на 21 МПа.
Искусственный забой 3014 м.
Текший забой 2100 м. (представлен головой цементного моста)
7. Альтитуда устья скважины – 49,76 м.
Максимальный угол наклона скважины - 10,42 град. на гл. 870 м.
8. В скважине испытаны объекты:
I объект – 2482-2490 м (пласт Б₁₀). Получен приток пластовой воды дебитом 45,8 м3/сут при Рзаб 143 атм. Установлен цем. мост в инт. 2438-2488 м.
II объект – 2373,5-2376 м (пласт Б₈¹). Получен приток нефти с водой дебитом 60 м3/сут при Рзаб 116,24 атм, обводненность 38%.
Проведена изоляция пластов Б₈¹, Б₁₀ затем добуривание до целевого пласта юрской группы до глубины 3019 и спуск хвостовика.
III объект – 2975,6-2988 м (пласт Ю₃²). Получен приток пластовой воды дебитом 1,6 м3/сут при Рзаб 112,3 атм. Установлен цем. мост в инт. 2971-3008 м.
IV объект – 2948-2965,5 м (пласт Ю₃¹). Получен приток пластовой воды с пленкой нефти дебитом 5,5 м3/сут при Рзаб 117 атм. Установлен цем. мост в инт. 2938-2947 м.
V объект – 2930,8-2935 м (пласт Ю₂³). Получен приток пластовой воды с пленкой нефти дебитом 0,4 м3/сут при Рзаб 142,02 атм.
VI объект – 2930,8-2935,2; 2914-2926,5 м (пласт Ю₂²⁻³). Дострел инт.2914-2926,5 м. Получен приток пластовой воды с пленкой нефти дебитом 1,5 м3/сут при Рзаб 142,08 атм. Установлен цем. мост в инт. 2100-2150 м.
9. В скважину спущено НКТ 73мм с воронкой на глубину 540 м. На устье скважины установлена фонтанная арматура АФК1Э-65х21 ХЛ-М-К1, колонная головка ОКО 1-21-168*245 БТСх245 ОТТМ ХЛ.

Ствол скважины до глубины заполнен соевым раствором уд.веса 1.05 г/см³, обработанным ингибитором коррозии, в интервале 0-50 м – незамерзающей жидкостью. Скважина законсервирована.

10. Планируемый объем работ по I объекту пласту ЮС₃ (2948-2965,5 м):
 - разбурить цементные мосты;
 - изолировать пласт Ю₂, произвести опрессовку путем снижения уровня и гидравлически нормализовать забой до глубины 2971 м;
 - провести райбирование, скреперование и шаблонирование эксплуатационной колонны в интервалах разбуривания цементных мостов, установки пакера и перфорации согласно плану проведения ГРП;
 - перфорация пласта ЮС₃ в интервале 2948-2965,5 м (уточнение интервала перфорации по дизайну ГРП). Провести гидравлический разрыв пласта (ГРП проводит подрядчик, определенный результатами тендера ОАО «СН-МНГ»);
 - провести очистку забоя от пропанта;
 - провести спуск ЭЦН по данным пересчета после ГРП и отработку скважины с целью определения добычных возможностей;
 - гидродинамические исследования в зависимости от режима работы скважины – методом установившихся или не установившихся отборов, выполнить КВД, ИК, ВНР, отобрать устьевые и глубинные пробы, пробы с интервала перфорации;
 - в случае получения притока, не соответствующего характеру насыщения пласта по материалам ГИС, выполнить геофизические исследования по определению источника обводнения.
11. Планируемый объем работ по II объекту пласту ЮС₂ (2914-2926,5; 2930,5-2935 м):
 - установить цементный мост в интервале 2938-2971 м;
 - скреперование эксплуатационной колонны в интервалах установки пакера и перфорации согласно плану проведения ГРП;
 - опрессовать эксплуатационную колонну под давлением;
 - перфорация пласта ЮС₂ в интервале 2914-2926,5; 2930,5-2935 м (уточнение интервала перфорации по дизайну ГРП). Провести гидравлический разрыв пласта (ГРП проводит подрядчик, определенный результатами тендера ОАО «СН-МНГ»);
 - произвести очистку забоя от пропанта;
 - провести спуск ЭЦН по данным пересчета после ГРП и отработку скважины с целью определения добычных возможностей;
 - гидродинамические исследования в зависимости от режима работы скважины – методом установившихся или не установившихся отборов, выполнить КВД, ИК, ВКР, отобрать устьевые и глубинные пробы, пробы с интервала перфорации;
 - в случае получения притока, не соответствующего характеру насыщения пласта по материалам ГИС, выполнить геофизические исследования по определению источника обводнения.
12. По результатам испытания принимается решение о консервации или ликвидации.
13. Дополнительные сведения:
 - Работы по рекультивации площадки (техническая зачистка) и их сдача производится Подрядчиком в присутствии представителей Заказчика;
 - Работы по консервации или ликвидации скважины осуществляются Подрядчиком.
 - Скважина передается Заказчику по актам установленной государственной формы;
 - Оформление и согласование планов на расконсервацию/разликвидацию и консервацию/ликвидацию, актов на консервацию/ликвидацию и других документов с региональными отделами проводится Подрядчиком.
 - Предоставление фонтанной арматуры и НКТ для консервации скважины осуществляет Заказчик.
 - Анализ проб при ГДИ осуществляется силами Подрядчика (Субподрядчика) по расконсервации/разликвидации поисково-разведочных скважин.
 - Условия проведения работ:
 - в зимнее время - зимняя дорога.


- Условия проведения работ:
 - в зимнее время - зимняя дорога.
 - энергоснабжение – дизельное.
 - строительство и содержание площадки и зимней дороги, ГИС, ГДИ проводится в рамках договора по повторному испытанию скважины.
 - проведение ГРП осуществляется по отдельному договору Заказчика и Подрядчика по данным видам работ.
- Для проведения работ подрядчику необходимо иметь в наличии:
 - технологические насосно-компрессорные трубы.
 - Подрядная организация для проведения работ должна предоставить необходимую технику и оборудование закрепленное за указанной скважиной, с целью избегания простоев по причине ожидания очередности предоставления техники и оборудования.
- Приготовление, завоз и утилизацию жидкости глушения осуществляет подрядчик собственными силами.

14. На период оказания услуг заключить договоры добровольного страхования от несчастных случаев работников со страховой суммой не менее 400 тыс. рублей с включением в договор следующих рисков:

- ✓ Смерть в результате несчастного случая;
- ✓ Постоянная (полная) утрата трудоспособности в результате несчастного случая с установлением I, II, III групп инвалидности.

Договор добровольного страхования от несчастных случаев заключать без увеличения стоимости оказания основных услуг.

Начальник департамента ГРП
ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»



А.Б. Петрушин

«Согласовано»

Главный геолог
ОАО «СН-МНГ»

Кузнецов М.А.

«Утверждаю»

Главный инженер
ОАО «СН-МНГ»

Пятаев А. М.

ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ
на расконсервацию разведочной скважины № 1335
Мегионского месторождения Мегионского лицензионного участка

Недропользователь – Открытое акционерное общество «Славнефть-Мегионнефтегаз»
(Собственность – ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»)

1. Месторождение: Мегионское
2. Скважина: № 1335.
3. Назначение – разведочная. Расстояние до устья скважины от г.Мегиона, расположение скважины на топ.основе – в приложении 1.
Пробурена в 2001г., испытание закончено в 2001г.
4. Цель расконсервации – испытание пласта АВ₁¹⁻² с целью проведения ГДИ и определения качественного и количественного состава пластового флюида с проведением ГРП и прироста запасов категории С1.
5. Глубина скважины – 2685 м.
6. Конструкция скважины:
Направление 324мм – 30 м
Кондуктор 245мм – 523 м
Эксплуатационная колонна 146мм - 2663 м (толщина в интервале 0-241-768-2663 м – 8,5-7,7-7,0мм)
Опрессована на 125 атм. Искусственный забой 2645 м.
Текущий забой 2313 м (2001г.).
7. Альтитуда ротора – 45,16 м. Максимальный угол наклона скважины 26,12° на глуб. 1000 м.
8. В скважине испытаны объекты:
I объект – 2572-2578 м (пласт Ю₁¹). Получен приток пластовой воды дебитом 14,43 м3/сут, при депрессии 54,27 кгс/см2. Установлен цем.мост в инт.2552-2598 м.
II объект – 2353-2358 м (пласт Б₁₀). Получен приток пластовой воды дебитом 3,06 м3/сут, при депрессии 86,83 кгс/см2. Установлен цем.мост в инт.2330-2378 м.
III объект – 2247-2252 м (пласт Б₈). Получен приток нефти с пластовой водой дебитом 2,4 м3/сут, на штуцере 2мм при Рзаб 196,7 кгс/см2, обводненность 28%. Выявлена заколонная циркуляция в инт.2252-2264 м. Провели изоляционные работы – закачали в пласт 2 м3 нефте-цементного раствора.
IV объект – 2248-2250 м (пласт Б₈). Получен приток нефти дебитом 21,6 м3/сут, на штуцере 6мм при Рзаб 150,9 кгс/см2.
В 2001-2004гг скважина эксплуатировалась по пласту Б₈, добыто 5997т нефти.
9. В скважину спущено НКТ 73мм с воронкой на глубину 1700 м. На устье скважины установлена фонтанная арматура АФК-65х210, колонная головка ОКК1-245х146х210.
Ствол скважины заполнен соевым раствором уд.веса 1.02 г/см3.
Скважина законсервирована.
10. Планируемый объем работ по пласту АВ₁¹⁻² (1777-1782, 1790-1805 м):
- определить состояние устья скважины;

- провести райбирование, шаблонирование и скреперование эксплуатационной колонны в интервалах посадок и установки пакера.
- провести запись АКЦ, ГК, МЛМ, гироскопа в эксплуатационной колонне;
- установить консервационный цементный мост в интервале 2150-2200 м.
- опрессовать эксплуатационную колонну под давлением 100 атм в интервале 0-2150
- перфорация пласта АВ₁¹⁻² (1777-1782, 1790-1805 м) зарядами типа ЗПКО 102-ГП+БО (или иное, по согласованию с геологической службой Заказчика), уточнение интервала перфорации по дизайну ГРП.
- освоение скважины: производить снижением уровня – свабированием
- провести ГДИ (гидродинамические исследования в зависимости от режима работы скважины – методом установившихся или неустойчивых отборов, выполнить КВД, ИК, ВНР, отобрать устьевые и глубинные пробы, пробы с интервала перфорации);
- провести ГРП (ГРП проводит подрядчик, определенный результатами тендера ОАО «СН-МНГ»);
- провести очистку забоя от пропанта;
- провести спуск ЭЦН по дизайну ГРП и отработку скважины с целью определения качественного и количественного состава в количестве 30 дней;
- в случае получения притока, не соответствующего характеру насыщения пласта по материалам ГИС, выполнить геофизические исследования по определению источника обводнения.

11. По результатам испытания принимается решение о консервации или ликвидации.

12. Дополнительные сведения:

- Отвод земли под площадку для производства работ и подъездных путей производится отделом земельных отводов ОАО «СН-МНГ»;
- Работы по рекультивации площадки (техническая зачистка) и их сдача производится Подрядчиком в присутствии представителей Заказчика;
- Работы по консервации или ликвидации скважины осуществляются Подрядчиком.
- Скважина передается Заказчику по актам установленной государственной формы;
- Оформление и согласование планов на расконсервацию/разликвидацию и консервацию/ликвидацию, актов на консервацию/ликвидацию и других документов с региональными отделами проводится Подрядчиком.
- Предоставление фонтанной арматуры и НКТ для консервации скважины осуществляет Заказчик.
- Анализ проб при ГДИ осуществляется силами Подрядчика (Субподрядчика) по расконсервации/разликвидации поисково-разведочных скважин.
- Условия проведения работ:
 - в зимнее время - зимняя дорога.
 - энергоснабжение – дизельное.
 - строительство и содержание площадки и зимней дороги, ГИС, ГДИ проводится в рамках договора по повторному испытанию скважины.
 - проведение ГРП осуществляется по отдельному договору Заказчика и Подрядчика по данным видам работ.
- Для проведения работ подрядчику необходимо иметь в наличии:
 - переводник для монтажа фонтанной арматуры АФЭН 21Х65 на колонную головку для ранее пробуренных скважин, находящихся в консервации.
 - технологические насосно-компрессорные трубы.
 - Подрядная организация для проведения работ должна предоставить необходимую технику и оборудование закрепленное за указанной скважиной, с целью избегания простоев по причине ожидания очередности предоставления техники и оборудования.
- Приготовление, завоз и утилизацию жидкости глушения осуществляет подрядчик собственными силами.

13. На период оказания услуг заключить договоры добровольного страхования от несчастных случаев работников со страховой суммой не менее 400 тыс. рублей с включением в договор следующих рисков:

- ✓ Смерть в результате несчастного случая;

✓ Постоянная (полная) утрата трудоспособности в результате несчастного случая с установлением I, II, III групп инвалидности.

Договор добровольного страхования от несчастных случаев заключать без увеличения стоимости оказания основных услуг.

Начальник департамента ГРР
ОАО «Славнефть-Мегийоннефтегаз»



А.Б. Петрушин

«Согласовано»
Главный геолог
ОАО «СН-МНГ»

Кузнецов М.А.

«Утверждаю»
Главный инженер
ОАО «СН-МНГ»

Пятаев А. М.

принято темом 3 к
Решение 5

ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ
на расконсервацию поисковой скважины № 803
Западно-Асомкинского месторождения Западно-Асомкинского лицензионного участка

Недропользователь – закрытое акционерное общество «Обънефтегеология»
(Собственность – ЗАО «Обънефтегеология»)

1. Месторождение: Западно-Асомкинское
2. Скважина: № 803.
3. Назначение – поисковая. Расстояние до устья скважины от г.Мегиона, расположение скважины на топ.основе – в приложении 1.
Пробурена в 1989г., испытание закончено в 1989г.
4. Цель расконсервации – переиспытание пласта ЮВ₂¹ с целью проведения ГДИ и определения качественного и количественного состава пластового флюида с проведением ГРП и прироста запасов категории С1.
5. Глубина скважины – 3100 м.
6. Конструкция скважины:
Кондуктор 219мм – 443 м
Эксплуатационная колонна 146мм - 3100 м (толщина в интервале 0-3100 м – 7,7мм)
Опрессована на 180 атм. Искусственный забой 3059 м.
7. Альтитуда ротора – 51 м. Максимальный угол наклона скважины - вертикальная.
8. В скважине испытаны объекты:
I объект – 3015-3024 м (пласт Ю₂¹). При СДУ 1216 м приток не получен, пласт «сухой».
II объект – 2944-2951 м (пласт Ю₁). Получен приток нефти дебитом 12,6 м³/сут, при СДУ 1174м.
9. Установлен цем.мост в интервале 2965-3044 м. Спущена воронка на НКТ 73мм на глубину 2940 м. На устье скважины установлена фонтанная арматура АФКЗ-65х210, колонная головка ОКК-1-219х146-210.
Ствол скважины до глубины 2965 м заполнен глинистым раствором уд.веса 1.10 г/см³, в интер. 0-30 м – диз.топливом. Скважина законсервирована.
10. Планируемый объем работ по пласту Ю₂¹ (3015-3024 м):
 - определить состояние устья скважины;
 - разбурить консервационный цементный мост в интервале 2965-3044 м. Нормализовать забой до глубины 3059 м.
 - провести райбирование, шаблонирование и скреперование эксплуатационной колонны в интервалах разбурки цементных мостов, установки пакера.
 - провести запись АКЦ, ГК, МЛМ, гироскопа в эксплуатационной колонне;
 - перфорация пласта Ю₂¹ (3015-3024 м) зарядами типа ЗПКО 102-ГП+БО (или иное, по согласованию с геологической службой Заказчика), уточнение интервала перфорации по дизайну ГРП.
 - освоение скважины: производить снижением уровня – свабированием с пакером, для отсекания выпележащего интервала перфорации.

- провести ГДИ (гидродинамические исследования в зависимости от режима работы скважины – методом установившихся или неуставившихся отборов, выполнить КВД, ИК, ВНР, отобрать устьевые и глубинные пробы, пробы с интервала перфорации) ;
- провести ГРП (ГРП проводит подрядчик, определенный результатами тендера ОАО «СН-МНГ»);
- провести очистку забоя от пропанта;
- провести спуск ЭЦН с пакером по дизайну ГРП и отработку скважины с целью определения количественного состава в количестве 30 дней.;
- в случае получения притока, не соответствующего характеру насыщения пласта по материалам ГИС, выполнить геофизические исследования по определению источника обводнения.

11. По результатам испытания принимается решение о консервации или ликвидации.

12. Дополнительные сведения:

- Отвод земли под площадку для производства работ и подъездных путей производится отделом земельных отводов ОАО «СН-МНГ»;
- Работы по рекультивации площадки (техническая зачистка) и их сдача производится Подрядчиком в присутствии представителей Заказчика;
- Работы по консервации или ликвидации скважины осуществляются Подрядчиком.
- Скважина передается Заказчику по актам установленной государственной формы;
- Оформление и согласование планов на расконсервацию/разликвидацию и консервацию/ликвидацию, актов на консервацию/ликвидацию и других документов с региональными отделами проводится Подрядчиком.
- Предоставление фонтанной арматуры и НКТ для консервации скважины осуществляет Заказчик.
- Анализ проб при ГДИ осуществляется силами Подрядчика (Субподрядчика) по расконсервации/разликвидации поисково-разведочных скважин.
- Условия проведения работ:
 - в зимнее время - зимняя дорога.
 - энергоснабжение – дизельное.
 - строительство и содержание площадки и зимней дороги, ГИС, ГДИ проводится в рамках договора по повторному испытанию скважины.
 - проведение ГРП осуществляется по отдельному договору Заказчика и Подрядчика по данным видам работ.
- Для проведения работ подрядчику необходимо иметь в наличии:
 - переводник для монтажа фонтанной арматуры АФЭН 21Х65 на колонную головку для ранее пробуренных скважин, находящихся в консервации.
 - технологические насосно-компрессорные трубы.
 - Подрядная организация для проведения работ должна предоставить необходимую технику и оборудование закрепленное за указанной скважиной, с целью избегания простоев по причине ожидания очередности предоставления техники и оборудования.
- Приготовление, завоз и утилизацию жидкости глушения осуществляет подрядчик собственными силами.

13. На период оказания услуг заключить договоры добровольного страхования от несчастных случаев работников со страховой суммой не менее 400 тыс. рублей с включением в договор следующих рисков:

- ✓ Смерть в результате несчастного случая;
- ✓ Постоянная (полная) утрата трудоспособности в результате несчастного случая с установлением I, II, III групп инвалидности.

Договор добровольного страхования от несчастных случаев заключать без увеличения стоимости оказания основных услуг.

Начальник департамента ГРП
ОАО «Славнефть-Мегийоннефтегаз»



А.Б. Петрушин

«Согласовано»
Главный геолог
ОАО «СН-МНГ»

Кузнецов М.А.

«Утверждаю»
Главный инженер
ОАО «СН-МНГ»

Пятаев А. М.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ **на расконсервацию скважины № 426 Северо-Покурского месторождения Северо-Покурского** **лицензионного участка**

Недропользователь – открытое акционерное общество «Славнефть-Мегионнефтегаз»

1. Месторождение: Северо-Покурское
2. Скважина: № 426.
3. Назначение – разведочная.
Расстояние до устья скважины от г.Мегиона, расположение скважины на топ.основе – в приложении 1.
Скважина пробурена в 2001 г., испытание закончено в 2008г.
4. Цель расконсервации – переиспытание пласта AB_1^2 с целью проведения ГДИ и определения качественно-количественного состава с проведением ГРП и прироста запасов категории С1.
5. Глубина скважины – 2634 м.
6. Конструкция скважины:
Направление 324мм – 30м
Кондуктор 219мм – 490м
Эксплуатационная колонна 146мм - 2623 м (толщина в интервале 0-588-2395-2623 м - 7,7-7-8,5мм). До глубины 1707 эксплуатационная колонная не перфорировалась.
Опрессована на 132 атм.
Искусственный забой 2610 м.
Текущий забой 1640 м.
7. Альтитуда устья скважины – 44,21 м.
Максимальный угол наклона скважины - 2,42 град. на гл. 1450 м.
8. В скважине испытаны объекты:
I объект – 2571-2575 м (пласт Ю₁). Получен непереливающий приток нефти дебитом 5,3 м3/сут при Рзаб 80,64 атм. обводненность 9%. Установлен цем. мост в инт. 2595-2551 м.
II объект – 2280,5-2282,5 м (пласт Б₈). Получен непереливающий приток пластовой воды дебитом 1,9м3/сут при Рзаб 77,93 атм. Установлен цем. мост в инт. 2303-2260 м.
III объект – 1737-1740 м (пласт AB_1^3). Получен приток жидкости дебитом 17 м3/сут при Рзаб 66,08 атм, обводненность 70%. Установлен цем. мост в инт. 1760-1733 м.
IV объект – 1717-1729 м (пласт AB_1^2). При Рзаб 57-47 атм приток жидкости не получен.
V объект – 1717-1729 м (пласт AB_1^2) совместно с 1707-1710 м (пласт AB_1^1) Получен приток пластовой воды дебитом 1 м3/сут при Рзаб 41,1 атм. Установлен цем. мост в инт. 1640-1730 м.
9. НКТ подняты. На устье скважины установлена фонтанная арматура АФК3-65х210, колонная головка ОКК2-245-146х210.
Ствол скважины до глубины заполнен соевым раствором уд.веса 1.05 г/см3, обработанным ингибитором коррозии, в интервале 0-30 м – незамерзающей жидкостью. Скважина законсервирована.
10. Планируемый объем работ по пласту AB_1^2 (1717-1729 м):

- разбурить цементный мост (нормализовать забой) до глубины 1733 м, опрессовать э/колонну на 100 атм;
- провести райбирование, скреперование и шаблонирование эксплуатационной колонны в интервалах разбуривания цементных мостов, установки пакера и перфорации согласно плану проведения ГРП;
- перфорация пласта АВ₁² в интервале 1717-1729 м (уточнение интервала перфорации по дизайну ГРП). Провести гидравлический разрыв пласта (ГРП проводит подрядчик, определенный результатами тендера ОАО «СН-МНГ»);
- провести очистку забоя от пропанта;
- провести спуск ЭЦН по данным пересчёта после ГРП и отработку скважины с целью определения качественно-количественного состава;
- гидродинамические исследования в зависимости от режима работы скважины – методом установившихся или неуставившихся отборов, выполнить КВД, ИК, ВНР, отобрать устьевые и глубинные пробы, пробы с интервала перфорации.
- в случае получения притока, не соответствующего характеру насыщения пласта по материалам ГИС, выполнить геофизические исследования по определению источника обводнения.

11. По результатам испытания принимается решение о консервации или ликвидации.

12. Дополнительные сведения:

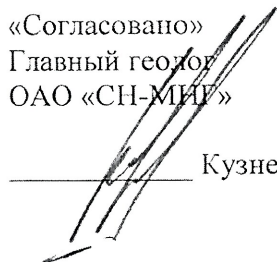
- Работы по рекультивации площадки (техническая зачистка) и их сдача производится Подрядчиком в присутствии представителей Заказчика;
- Работы по консервации или ликвидации скважины осуществляются Подрядчиком.
- Скважина передается Заказчику по актам установленной государственной формы;
- Оформление и согласование планов на расконсервацию/разликвидацию и консервацию/ликвидацию, актов на консервацию/ликвидацию и других документов с региональными отделами проводится Подрядчиком.
- Предоставление фонтанной арматуры и НКТ для консервации скважины осуществляет Заказчик.
- Анализ проб при ГДИ осуществляется силами Подрядчика (Субподрядчика) по расконсервации/разликвидации поисково-разведочных скважин.
- Условия проведения работ:
 - в зимнее время - зимняя дорога.
 - энергоснабжение – дизельное.
 - строительство и содержание площадки и зимней дороги, ГИС, ГДИ проводится в рамках договора по повторному испытанию скважины.
 - проведение ГРП осуществляется по отдельному договору Заказчика и Подрядчика по данным видам работ.
- Для проведения работ подрядчику необходимо иметь в наличии:
 - технологические насосно-компрессорные трубы.
 - Подрядная организация для проведения работ должна предоставить необходимую технику и оборудование закрепленное за указанной скважиной, с целью избегания простоев по причине ожидания очередности предоставления техники и оборудования.
- Приготовление, завоз и утилизацию жидкости глушения осуществляет подрядчик собственными силами.

Начальник департамента ГРП
ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»



А.Б. Петрушин

«Согласовано»
Главный геолог
ОАО «СН-МНГ»


Кузнецов М.А.

«Утверждаю»
Главный инженер
ОАО «СН-МНГ»


Пятаев А. М.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ
на разликвидацию скважины № 406 Северо-Покурского месторождения Северо-Покурского
лицензионного участка

Недропользователь – открытое акционерное общество «Славнефть-Мегионнефтегаз»

1. Месторождение: Северо-Покурское
2. Скважина: № 406.
3. Назначение – разведочная.
Расстояние до устья скважины от г.Мегиона, расположение скважины на топ.основе – в приложении 1.
Скважина пробурена в 1986 г., испытание закончено в 1987г.
4. Цель расконсервации – переиспытание пласта AB_2^1 с целью проведения ГДИ и определения качественно-количественного состава с проведением ГРП и прироста запасов категории С1.
5. Глубина скважины – 2679 м.
6. Конструкция скважины:
Направление 324мм – 31м
Кондуктор 245мм – 710м
Эксплуатационная колонна 146мм - 2321 м (толщина в интервале 0-72-267-613-2121-2321 м - 9,5-8,5-7,7-7-8,5мм). До глубины 2143 м эксплуатационная колонна не перфорировалась.
Опрессована на 100 атм.
Искусственный забой 2311 м.
7. Альтитуда устья скважины – 44,75 м.
Максимальный угол наклона скважины - 16,58 град. на гл. 180 м.
8. В скважине испытаны объекты:
I объект – 2245-2250 м (пласт $BВ_8^3$). Получен непереливающий приток нефти с водой дебитом 20 м3/сут при Рзаб 117 атм. обводненность 78%. Установлены два ВП-110 на глубине 2243 м и цем. мост в инт. 2242-2243 м, ВП-118 на глубине 2240,5 м и цем.мост в инт.2239,5-2240,5 м.
II объект – 2235-2239 м (пласт $BВ_8^2$). Получен непереливающий приток безводной нефти дебитом 9м3/сут при Рзаб 153 атм. Установлен ВП-118 на глубине 2203 м и цем.мост в инт.2202-2203 м.
III объект – 2143-2148,8 м (пласт $BВ_6$). Получен приток нефти с водой дебитом 23 м3/сут при Рзаб 119,5 атм, обводненность 36%.
9. Ствол скважины до глубины 2050 м заполнен соевым раствором уд.веса 1,12г/см3. Установлен цементный мост в интервале 2050-2202 м. Скважина ликвидирована. На устье установлена тумба 1х1х1м.
10. Планируемый объем работ по пласту AB_2^1 (1739-1747 м):
 - нормализовать забой до глубины 1800 м, опрессовать э/колонну на 100 атм;
 - провести райбирование, скреперование и шаблонирование эксплуатационной колонны в интервалах установки пакера и перфорации согласно плану проведения ГРП;

- перфорация пласта АВ₂¹ в интервале 1739-1747 м (уточнение интервала перфорации по дизайну ГРП). Провести гидравлический разрыв пласта (ГРП проводит подрядчик, определенный результатами тендера ОАО «СН-МНГ»);
- провести очистку забоя от проппанта;
- провести спуск ЭЦН по данным пересчета после ГРП и отработку скважины с целью определения качественно-количественного состава;
- гидродинамические исследования в зависимости от режима работы скважины – методом установившихся или неустойчивых отборов, выполнить КВД, ИК, ВНР, отобрать устье-вые и глубинные пробы, пробы с интервала перфорации.
- в случае получения притока, не соответствующего характеру насыщения пласта по материалам ГИС, выполнить геофизические исследования по определению источника обводнения.

11. По результатам испытания принимается решение о консервации или ликвидации.

12. Дополнительные сведения:

- Работы по рекультивации площадки (техническая зачистка) и их сдача производится Подрядчиком в присутствии представителей Заказчика;
- Работы по консервации или ликвидации скважины осуществляются Подрядчиком.
- Скважина передается Заказчику по актам установленной государственной формы;
- Оформление и согласование планов на расконсервацию/разликвидацию и консервацию/ликвидацию, актов на консервацию/ликвидацию и других документов с региональными отделами проводится Подрядчиком.
- Предоставление фонтанной арматуры и НКТ для консервации скважины осуществляет Заказчик.
- Анализ проб при ГДИ осуществляется силами Подрядчика (Субподрядчика) по расконсервации/разликвидации поисково-разведочных скважин.
- Условия проведения работ:
 - в зимнее время - зимняя дорога.
 - энергоснабжение – дизельное.
 - строительство и содержание площадки и зимней дороги, ГИС, ГДИ проводится в рамках договора по повторному испытанию скважины.
 - проведение ГРП осуществляется по отдельному договору Заказчика и Подрядчика по данным видам работ.
- Для проведения работ подрядчику необходимо иметь в наличии:
 - технологические насосно-компрессорные трубы.
 - Подрядная организация для проведения работ должна предоставить необходимую технику и оборудование закрепленное за указанной скважиной, с целью избегания простоев по причине ожидания очередности предоставления техники и оборудования.
- Приготовление, завоз и утилизацию жидкости глушения осуществляет подрядчик собственными силами.

13. На период оказания услуг заключить договоры добровольного страхования от несчастных случаев работников со страховой суммой не менее 400 тыс. рублей с включением в договор следующих рисков:

- ✓ Смерть в результате несчастного случая;
- ✓ Постоянная (полная) утрата трудоспособности в результате несчастного случая с установлением I, II, III групп инвалидности.

Договор добровольного страхования от несчастных случаев заключать без увеличения стоимости оказания основных услуг.

Начальник департамента ГРП
ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»



А.Б. Петрушин