

*Попов Олег Владимирович, студент магистратуры
Тюменский Индустриальный Университет, г. Тюмень*

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТИВНОСТИ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Аннотация: В статье проведен анализ результативности наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Результаты фактического бурения скважин викуловской свиты, а также расчеты показателей разработки говорят о низкой эффективности разработки наклонно-направленными скважинами. Сегодня на месторождениях испытывается технология горизонтального бурения.

Ключевые слова: горизонтальные скважины, наклонно-направленные скважины, викуловская свита, залежь, пласт, месторождение.

Abstract. The article analyzes the effectiveness of directional and horizontal wells. The results of actual drilling of wells in the Vikulov formation, as well as calculations of development indicators, indicate a low efficiency of development by directional wells. Today, horizontal drilling technology is being tested at the fields.

Keywords: horizontal wells, directional wells, vikulovskaya formation, deposit, formation, deposit.

Актуальность исследования обусловлена тем, результаты фактического бурения скважин викуловской свиты, а также расчеты показателей разработки говорят о низкой эффективности разработки наклонно-направленными скважинами. Сегодня на месторождениях испытывается технология горизонтального бурения.

Объектом исследования является результативность разработки

викуловской свиты наклонно-направленными и горизонтальными скважинами.

Продуктивные отложения викуловской свиты в основном представлены слоистой песчано-алевритовой толщей и являются низкопроницаемыми. Коллекторы содержат свободную подвижную воду. Объекты Красноленинского месторождения с большой нефтенасыщенной мощностью разбурены с помощью наклонно-направленных скважин. В связи с риском прорыва воды из нижележащих водоносных прослоев, разбуривание ведется горизонтальными скважинами.

Анализ результатов разработки эксплуатационных объектов Красноленинского месторождения показал, что основное внимание уделено неразбуренным участкам викуловской свиты (объект ВК₁₋₃) содержащим порядка 40% геологических запасов объекта, а также пластам тюменской свиты (объект ЮК₂₋₉), которые в настоящее время начинают активно вырабатываться.

Особенности разработки эксплуатационных объектов викуловской свиты наклонно-направленными скважинами сводится к следующему:

- наилучшие по качеству запасов участки введены в разработку, оставшиеся запасы в основном характеризуются ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами, и разработка осложнена наличием подстилающих вод;
- фактические дебиты нефти, полученные по наклонно-направленным скважинам в ухудшенных зонах составили в среднем 11 т/сут при обводненности 82%, причем за год эксплуатации дебит нефти падал до 5 т/сут, а обводненность выросла до 88%;
- дальнейшее вложение инвестиций на бурение наклонно-направленными скважинами не окупается (индекс доходности (PI) составляет 0,95), что говорит об экономической несостоятельности дальнейшего использования данной технологии наклонно-направленных скважин.

В этой связи требуется поиск нового технологического решения, которое позволит эффективно осуществлять выработку запасов при приемлемых технико-экономических показателях.

Сегодня на месторождениях испытывается технология горизонтального

бурения. Далее рассматривается типовая технология.

Горизонтальный участок скважин оборудован хвостовиком диаметром 114 мм с предустановленными фильтрами. В среднем в скважину устанавливалось 45 фильтров, что обеспечивает величину фильтровой части хвостовика 345 м или 63 % от всей длины горизонтального участка.

Эффективность горизонтальных скважин (ГС) определялась исходя из сравнения их показателей добычи с рядом расположенными наклонно-направленными скважинами (ННС) с ГРП.

Расположение анализируемых четырех ГС и рядом расположенных шести ННС с ГРП, вошедших в анализ, приведено на рисунке 1.

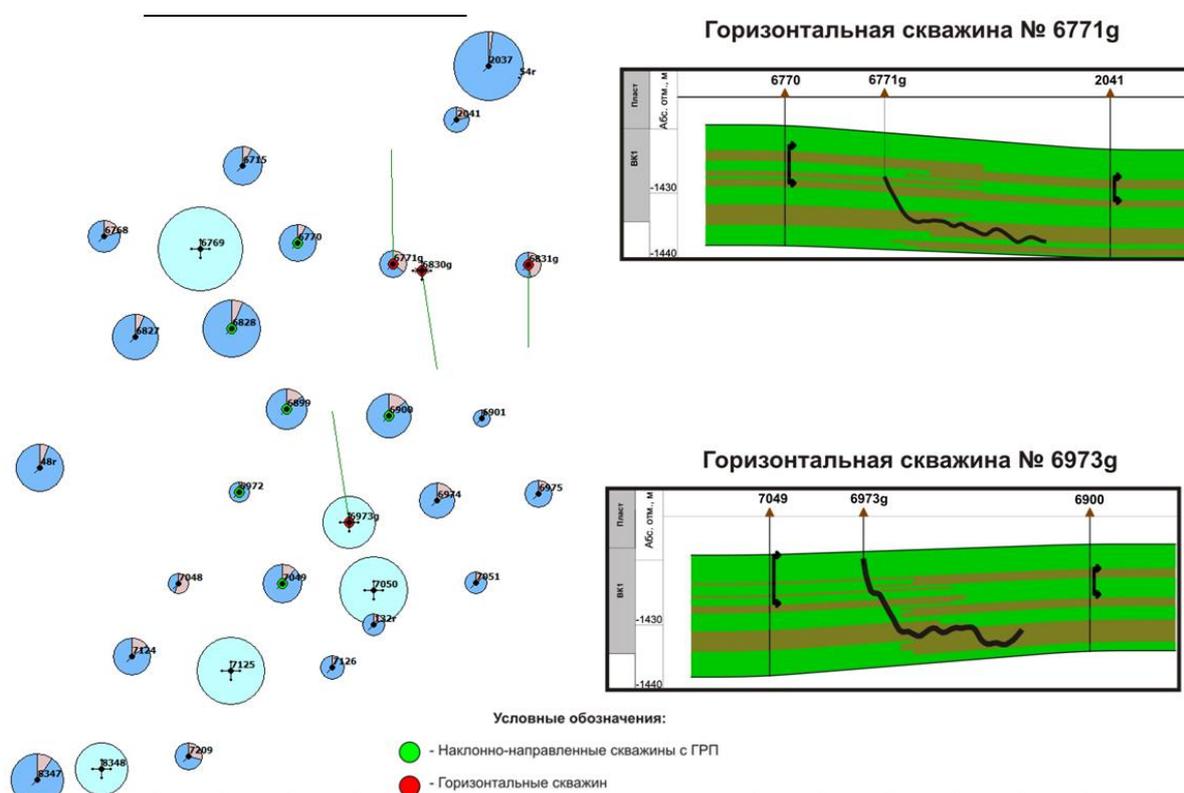


Рисунок 1 – Расположение горизонтальных скважин

На рисунке 2 приведено сравнение в динамике дебита нефти по группам скважин.

При входном значении горизонтальных скважин 28,5 т/сут, против субвертикальных – 22,0 т/сут, дебит нефти быстро снижается до уровня наклонно-направленных скважин. По обеим группам скважин полученное

снижение дебита нефти связано с падением дебита жидкости (по горизонтальным с 32,0 т/сут до 8,2 т/сут, по наклонно-направленным с 105,0 т/сут до 33,4 т/сут) по причине отставания формирования системы заводнения и сложных горно-геологических условий. Таким образом, среднее значение дебита нефти и его динамика для горизонтальных скважин без ГРП и наклонно-направленных скважин с ГРП сопоставимы, при этом горизонтальные скважины характеризуются значительно меньшей обводненностью.

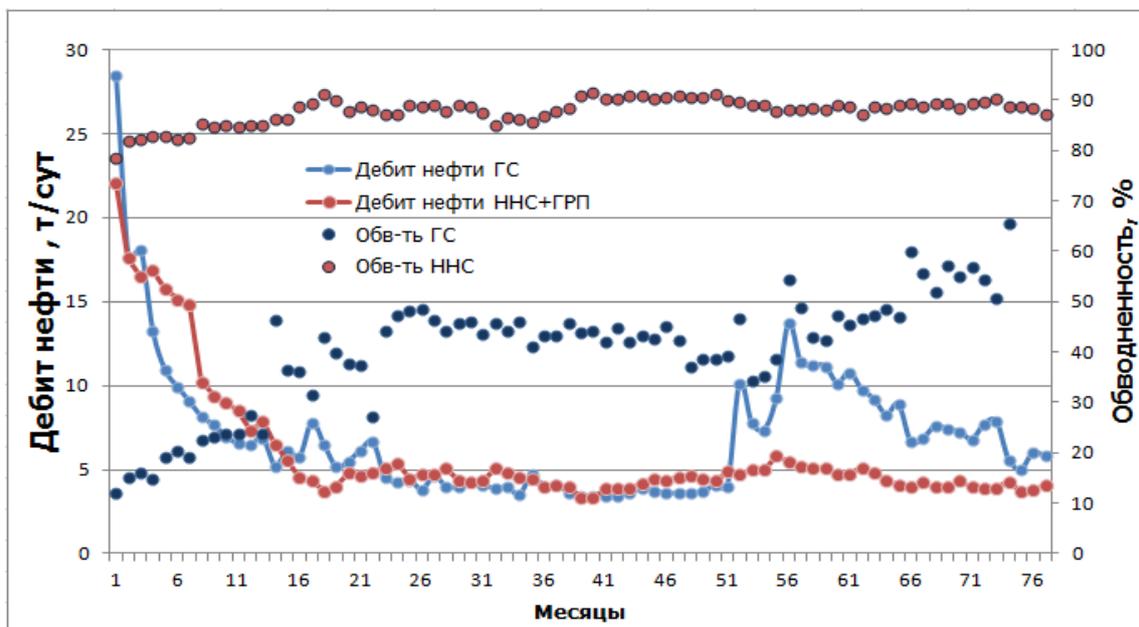


Рисунок 2 – Динамика дебита нефти горизонтальных скважин и наклонно-направленных с ГРП

На скважинах №№ 6771г и 6831г провели ГРП, после чего отмечен рост дебита нефти в 2,5-3 раза (с 5,8 до 15,7 т/сут и с 4,4 до 13,8 т/сут соответственно). Увеличение добычи нефти объясняется подключением в процесс дренирования нефтенасыщенных пропластков ранее не вовлеченных в разработку. Создаваемая при гидроразрыве трещина увеличивает коэффициент охвата, что положительно сказывается на добычи. Обводненность продукции при этом также увеличилась (в среднем с 30 до 50%). Таким образом, технология ГРП показала высокую эффективность не только в наклонно-направленных, но также в горизонтальных скважинах. Но в связи с тем, что

стимуляция горизонтальных скважин проводилась на переходящем фонде, уже отобравшем значительный объем запасов участка, сложно понять истинный потенциал ГРП.

Тем не менее, при сопоставимых дебитах нефти, горизонтальные скважины по сравнению с наклонно-направленными обеспечили меньший дебит жидкости и, как следствие, меньшую обводненность (50-60% против 80 %) (Таблица 1). Это объясняется проводкой горизонтального ствола и несовершенством дизайна ГРП в наклонно-направленных скважинах, при котором создаваемая трещина вскрывала расположенный ниже по разрезу водонасыщенный пласт.

Таблица 1 – Технологические показатели эффективности применения горизонтальных скважин и наклонно-направленных с ГРП

Скважина	Входные показатели			Средние показатели (на 01.01.2017 г.)			Удельная накопленная добыча нефти, тыс. т/скв
	дебит нефти, т/сут	дебит жидкости, т/сут	обводненность, %	дебит нефти, т/сут	дебит жидкости, т/сут	обводненность, %	
ГС	28.5	32	4	5.7	14.6	60.4	9.0
ННС с ГРП	22	105	79	4.4	46.8	82.9	14.7

Сопоставление показателей эксплуатации горизонтальных скважин и наклонно-направленных, пробуренных в близких геологических условиях, показывает, что **горизонтальные скважины более эффективны**. Входные показатели по ним в 2 раза выше, чем по наклонно-направленным. Входная обводненность по тем и другим одинаковая.

Применение ГРП на наклонно-направленных скважинах позволило увеличить их продуктивность. Средний входной дебит жидкости по ним

увеличился до 52,3 т/сут и до 19,2 т/сут по нефти. При этом отмечается рост обводненности.

Таким образом, дальнейшие перспективы применения горизонтальных скважин напрямую связаны с применением гидроразрыва. Поэтому на викуловской свите необходимо продолжить опробование ГРП на горизонтальных скважинах, в т.ч. при выходе их из бурения. При этом необходимо совершенствовать технологию ГРП с целью минимизации рисков преждевременного обводнения, например, опробовать направленный многостадийный ГРП со вскрытием только пласта ВК₁. Создание множественных трещин ГРП в горизонтальном стволе позволит кратно увеличить дебиты в условиях неоднородного высокорасчлененного коллектора, а управление геометрией трещины и её ориентация в пласт ВК₁ снизит объем добываемой воды. Кроме того, положительным фактором этой технологии является снижение капитальных затрат на бурение за счет перехода на горизонтальный профиль, возможность заменить несколько субвертикальных скважин одной горизонтальной скважиной с несколькими ГРП.

В ноябре 2018 года была выполнена работа по проведению повторного избирательного ГРП в горизонтальном стволе скважины с компоновкой МГРП.

Скважина завершена бурением, в скважине выполнено 3 ГРП по 15 т пропанта на каждый интервал. Скважина закончена цементируемым хвостовиком с проведением гидропескоструйной перфорацией между стадиями ГРП. Диаметр эксплуатационной колонны – 178 мм, диаметр хвостовика – 114 мм.

Скважина была введена в эксплуатацию и находилась в непрерывной работе более 3-х лет. За время эксплуатации дебит жидкости снизился более чем в 2 раза, дебит нефти сократился в 4 раза, обводненность выросла. В рамках ОНР планировалось проведение трех стадий ГРП с закачкой по 15 т пропанта, но из-за технологических проблем с подготовкой скважины успешно было реализовано две стадии. Запускной прирост дебита нефти по скважине составил более 10 т/сут, что соответствует плановым показателям

(Рисунок 3).

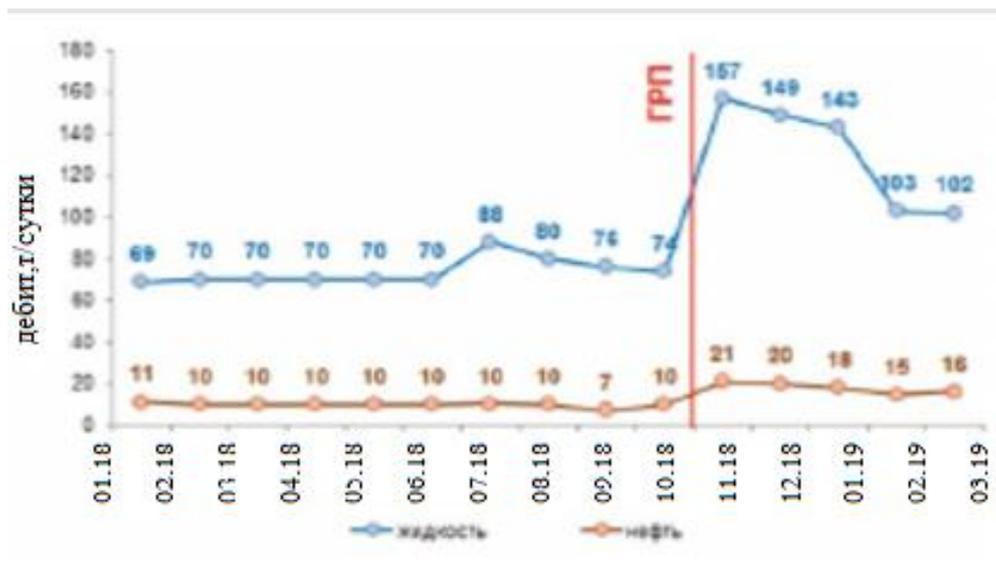


Рисунок 3 – Динамика работы скважины до и после проведения повторного МГРП

Таким образом, проведенные ОПР подтвердили эффективность повторных ГРП между ранее выполненными ГРП в ГС с цементируемым хвостовиком.

По эффективности применения ГС в условиях викуловской свиты можно сделать следующие выводы:

- Применение ГС остается перспективной технологией выработки запасов в водонефтяных зонах пластов ВК₁₋₃, поскольку позволяет получить тот же дебит жидкости при меньшей депрессии;
- Эффективность горизонтальных скважин без проведения в них симуляций сопоставима с эффективностью наклонно-направленных скважин после гидроразрыва;
- Проведение ГРП в горизонтальных скважинах переходящего фонда значительно увеличивает продуктивность скважин. В среднем, дебит нефти после ГРП вырос в 2,5-3 раза;
- Рост дебита нефти сопровождается ростом добычи воды. Однако, обводненность ГС ниже обводненности ННС в среднем на 20-30%;
- В дальнейшем для пластов викуловской свиты рекомендуется опробовать технологию бурения ГС с проведением направленных ГРП, в т.ч.

многостадийных. Важнейшим элементом при планировании мероприятий является обеспечение такой геометрии трещины ГРП, которая бы позволила обеспечить значительный дебит нефти при минимальном влиянии нижележащих водонасыщенных пластов.

Библиографический список:

1. Методы увеличения нефтеотдачи и технология АСП, Я.Е. Волокитин, М.Ю. Шустер, В.М. Карпан, 2015.
2. Уточнение геологического строения тюменской свиты Красноленинского месторождения с разработкой рекомендаций и выделением первоочередных участков для разведочного и опережающего эксплуатационного бурения».
3. Оркин К.Г., Юрчук А.М. Расчёты в технологии и технике добычи нефти. М.: Недра, 2011 - 380 с.
4. Закиров С.Н., Индрупский И.М. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть 2; - 2009. - 488 с.
5. Мищенко, И.Т. Сборник задач по технике нефтедобычи / И.Т. Мищенко, В.А. Сахаров, В.Б. Грон, Г.И. Богомольный. – М.: - 2-е изд., доп. «Недра», 1984. – 272 с.
6. Дополнение к технологической схеме разработки Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения в пределах Талинского лицензионного участка (ООО «ТННЦ», 2012 г., протокол ЦКР №4924 от 11.11.2012 г.).