

**ИЗУЧЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО
УВЕЛИЧЕНИЮ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ДОБЫВАЮЩЕГО ФОНДА СКВАЖИН НА
МЕСТОРОЖДЕНИЯХ АО «ТОМСКНЕФТЬ» ВНК**

Абрамов Павел Алексеевич

студент, Тюменский индустриальный университет, РФ, г. Тюмень

Мулявин Семен Федорович

научный руководитель, д-р техн. наук, профессор Тюменский индустриальный университет,
РФ, г. Тюмень

Аннотация. В статье приводятся результаты исследования по увеличению производительности действующего фонда скважин на месторождениях АО «Томскнефть» ВНК.

Ключевые слова: Скважина, нефть, обводненность, геолого-технические мероприятия.

В связи с падающими темпами добычи нефти на месторождениях, находящихся на четвертой стадии разработки в АО «ТОМСКНЕФТЬ» ВНК внедряются и применяются геолого-технические мероприятия (ГТМ) по увеличению нефтеотдачи пластов. По динамике изменения большого спектра технологических показателей (обводненность, степень выработки запасов, коэффициент нефтеотдачи, пористость и проницаемость пластов (коллекторов)) скважин, которые были переведены на форсированные режимы отбора жидкости с самого начала разработки месторождений, был выполнен анализ работы добывающего фонда скважин.

Основной целью данной статьи является исследование форсированного режима отбора жидкости и его влияние на добычу нефти и обводненность продукции скважин.

Для выполнения анализа был собран материал по 101 добывающей скважине. Виды мероприятий и технологическое состояние скважин до ГТМ представлены в таблице 1.

Таблица 1.

Сведения о проведенных геолого-технических мероприятиях

ГТМ		Количество скважинных операций	Технологическое состояние скважины до ГТМ			Степень форсированности жидкости, $K_{ж}$	Доля добычи нефти
До	После		$K_{в.п.э}$, %	Средняя обв., %	Накопление ВНФ, тн/тн		

ЭЦН 5-45	ЭЦН 5-80	11	18,3	17,4	0,16	2,1		
ЭЦН 5-45	ЭЦН 5-80	8	34,6	29,7	0,49	1,60		
ЭЦН 5-50	ЭЦН 5-60	6	82,8	85,0	1,09	1,26		
ЭЦН 5-125	ЭЦН 5-200	26	62,1	51,8	0,62	1,43		
ЭЦН 5-80	ЭЦН 5-125	1	59,2	91,7	0,74	1,93		
ЭЦН 5-125	ЭЦН 5-250	1	15,1	43,4	0,25	1,50		
ЭНЦ 5-50	ЭЦН 5-80	3	33,3	46,0	1,59	6,43		
Скважинная операция	$K_{ж} < 1,10$	13	45,2	36,9	0,81	0,88		

Главной задачей любого ГТМ является наращивание объемов добычи нефти, поэтому в качестве основного показателя эффективности, был принят показатель дополнительной добычи нефти. Выполнив сбор и статистический анализ промысловых данных, по каждому геолого-техническому фактору, были рассчитаны средние значения и построены эмпирические зависимости (рисунок 1 и 2).

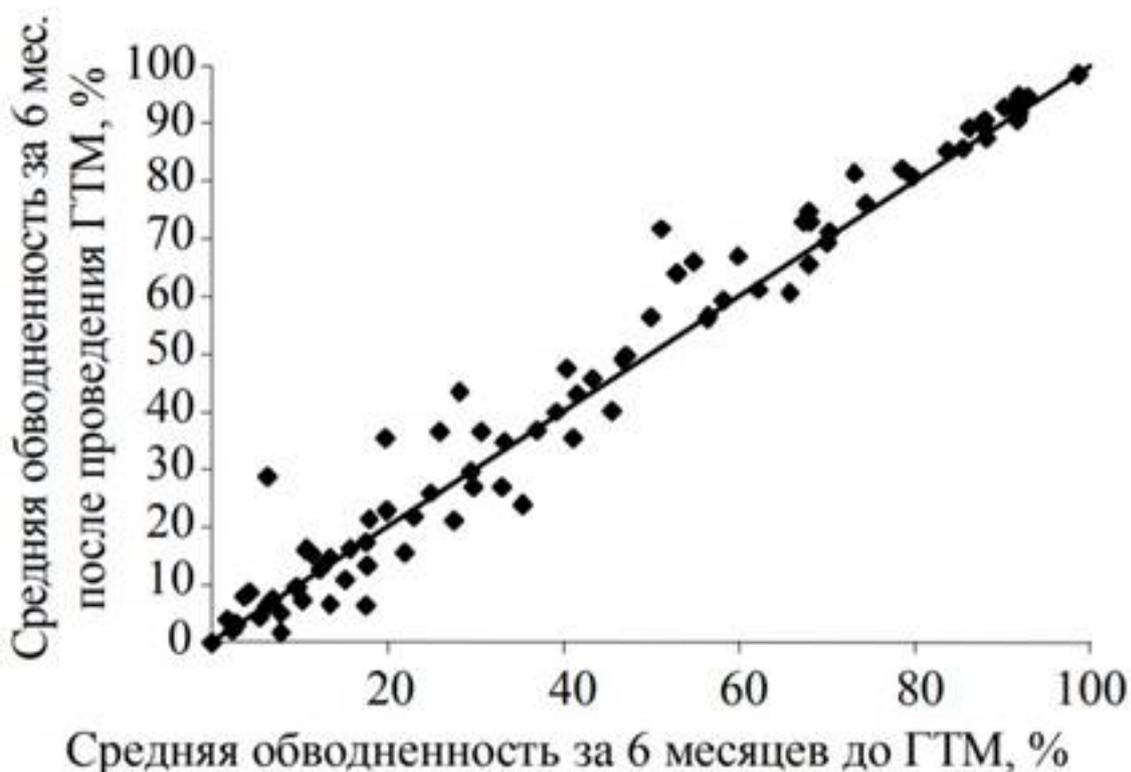


Рисунок 1. Изменение обводненности продукции скважин до/после проведения ГТМ

На рисунке 1 представлен график изменения обводненности продукции скважин до и после увеличения производительности насоса. Для удобства анализа, проведена диагональ из начала координат. По графику видно, что после проведения ГТМ средний процент обводненности за 6 месяцев исследования в 61 случае из 101 изменялся в диапазоне от 0,1% до 23,5% (в данном случае точки на графике расположены выше прямой). Рост процента обводненности еще не говорит о неэффективности мероприятий по увеличению

производительности насосов. В 48 случаях из 61 наблюдалось увеличение добычи нефти от 30 тонн до 5112 тонн. В свою очередь снижение процента обводненности за 6 месяцев исследования по 34 скважинам (точки на графике расположенные ниже прямой) в диапазоне от 0,1% до 22,8% привело в 32 случаях к росту текущей добычи нефти от 14 тонн до 6512 тонн. В двух случаях привело к снижению текущей добычи нефти от 286 тонн до 376 тонн. В шести случаях из 101 проведение ГТМ не повлекло за собой изменения процента обводненности за 6 месяцев исследования.

В результате внедрения ГТМ выявлено различие в изменении текущей добычи нефти по скважинам. Об этом свидетельствуют данные изменения дополнительной добычи нефти по скважинам (рисунок 2) в зависимости от степени форсирования. Расположение точек на графике показывает, что с ростом степени форсирования эффективность ГТМ возрастает.

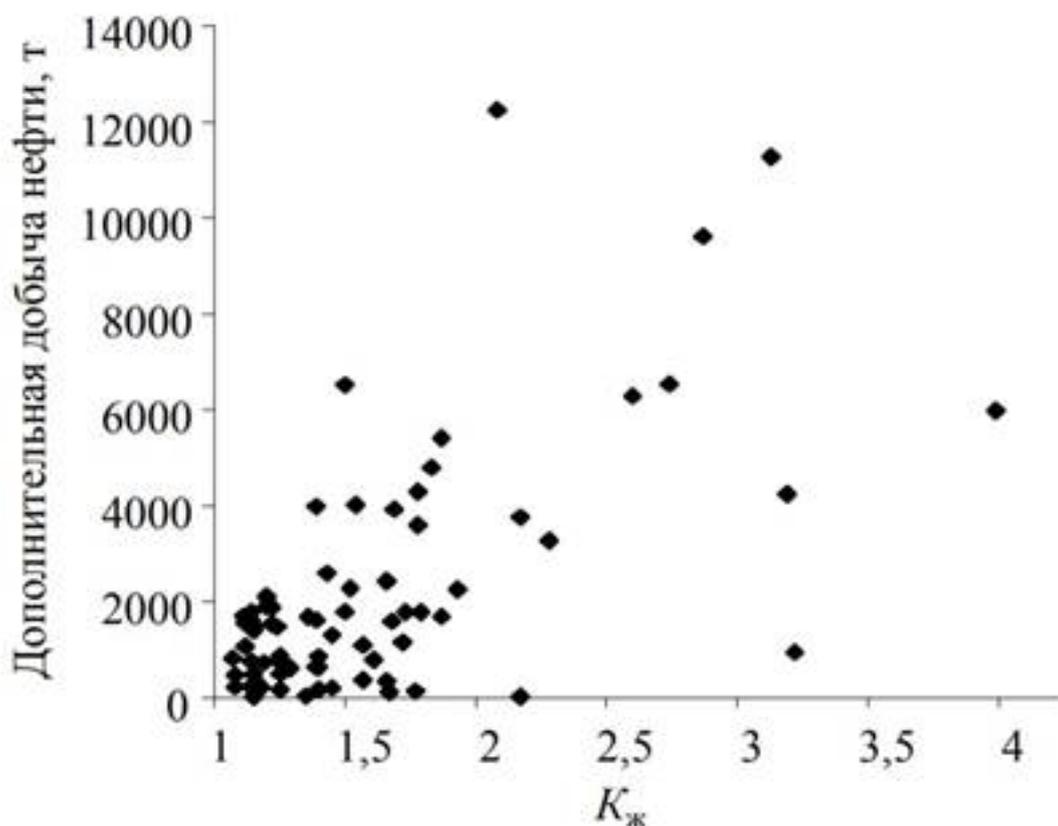


Рисунок 2. Зависимость изменения дополнительной добычи нефти от степени форсирования жидкости

Анализ добывающего фонда по 101 скважине показывает, что по степени форсирования все ГТМ распределяются так: в 13 случаях он не превысил 1,10; в 79 случаях составил от 1,11 до 2,50; в 9 оказался выше 2,50. Исходя из выше перечисленного, следует, что наиболее достоверные выводы по построенным зависимостям, будут получены в области значений коэффициента 2,50. За этой областью, полученные зависимости приобретают условный характер.

Анализ этих закономерностей показывает влияние рассмотренных факторов на эффективность ГТМ. Более значительно это влияние проявляется с ростом степени форсирования.

При переводе скважин на форсированные темпы отбора жидкости, следует учитывать результаты проведенных исследований.

Список литературы:

1. Уметбаев В.Г. «Геолого-технические мероприятия при эксплуатации скважин». М.: Недра, 1989. – С. 202-221.
2. Уточненный проект разработки Советского месторождения. СибНИИНП, Багаутдинов А.К и др., Тюмень, 1978 г.;
3. Анализ разработки Советского месторождения с уточнением технологических показателей до 2018 г. СибНИИНП, Багаутдинов А.К и др., Тюмень, 1982 г.;
4. Проект разработки Советского нефтяного месторождения с уточнением показателей разработки до 2018 г. АО «ТомскНИПИнефть ВНК», Багаутдинов А.К, Белянин Г.Н и др., Томск, 1990 г.;