

УТОЧНЕНИЕ МОДЕЛИ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ  
НА ПРИМЕРЕ ЗАЛЕЖЕЙ ПЛАСТОВ ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> И ЮВ<sub>1</sub><sup>3</sup> МЕСТОРОЖДЕНИЯ К-Е

А.С. Меледин

Научный руководитель доцент В.А. Белкина  
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Методы воздействия на продуктивные пласты предназначены для увеличения производительности скважин и повышения нефтеотдачи. Выбор метода воздействия на пласт осуществляется с учетом особенностей геологического строения, фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), состава пластовых пород и насыщающих их флюидов [1].

Практика показывает, что гидроразрыв пласта (ГРП) на сегодняшний день является одним из эффективных методов повышения продуктивности скважин. Использование ГРП целесообразно в плотных разностях пород-коллекторов, подключение которых к разработке путем проведения кислотных обработок и перестрелов, как правило, неэффективно. ГРП, как правило, имеет отрицательный эффект при проведении в интервалах пласта, граничащих с ВНК (рост обводненности продукции (фв)).

Выбор скважин-кандидатов для ГРП должен определяться, исходя из следующих геологических: расположение скважины в ЧНЗ, либо наличие глинистой перемычки; снижение пластового давления относительно начального не более 20%; высокая плотность остаточных извлекаемых запасов; неоднородность проницаемости по разрезу или низкая проницаемость в целом по месторождению; и технологических: расстояние до нагнетательной скважины не менее 400 м; текущая фв менее 85%; отсутствие резкого роста обводненности; отсутствие стабильно высокого дебита нефти (более 10-15 т/сут) критериев [1, 2].

Месторождение К-Е введено в разработку в 1997 году. На месторождении выделено три продуктивных пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>, ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup>, ЮВ<sub>1</sub><sup>3</sup>, которые распространены на большей части площади месторождения и практически полностью совпадают в плане.

Средние эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 4,2 до 6,1 м. Залежи имеют близкие ФЕС коллектора, термобарические и физико-химические параметры залежей и пластовых флюидов, что является одним из условий, обеспечивающих равномерность и близкие сроки выработки запасов нефти. Песчаность ( $K_{песч}$ ) пластов составляет 0,30-0,63 д. ед.,  $K_{расч}$  – 2-5. Начальная нефтенасыщенность ( $K_{н.н}$ ) оценивается на уровне 0,40-0,63 д. ед. проницаемость по ГИС ( $K_{пр}$ ) составляет 0,7-4,5·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>. Нефть легкая, маловязкая.

При выборе скважин для ГРП необходимо, прежде всего, учесть уровень ВНК. По результатам дострела интервалов пластов ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> и ЮВ<sub>1</sub><sup>3</sup> в скважинах №101, 281, 291 и 305 получен приток нефти со снижением  $f_v$ . Результаты дострелов могут стать основанием для пересмотра утвержденного уровня ВНК (до 20-30 м) и соответственно расширения контуров нефтеносности и, возможно, объединения залежей № 1 и 3 пластов ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> и ЮВ<sub>1</sub><sup>3</sup> в одну. Сравнение новых и старых ВНК для пластов ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> и ЮВ<sub>1</sub><sup>3</sup> представлено на рисунках 1, а и 1, б соответственно.

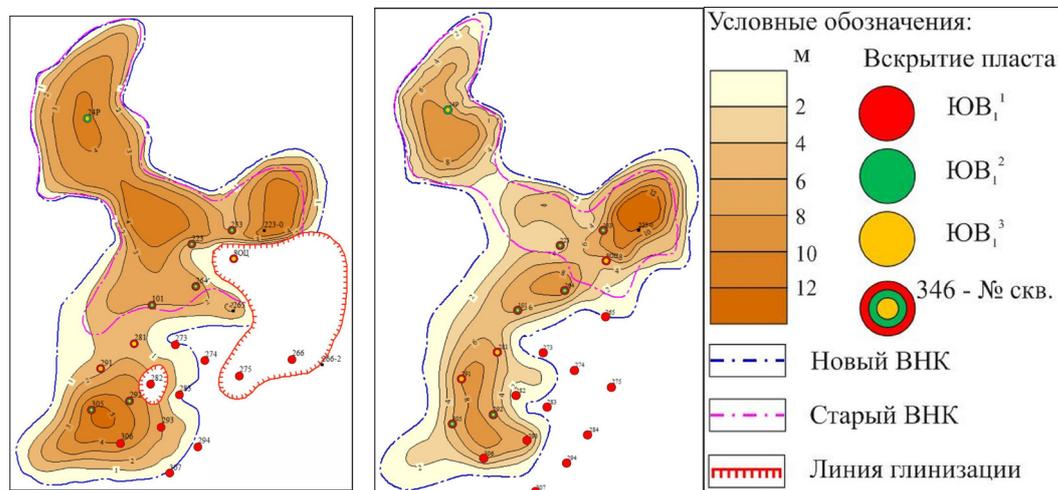


Рис. 1. Фрагменты карт остаточных нефтенасыщенных толщин пластов ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> (а) и ЮВ<sub>1</sub><sup>3</sup> (б) с учетом новых контуров нефтеносности

Исходя из уточненной модели и анализа разработки, стимулирование призабойной зоны посредством ГРП рекомендуется в двух добывающих скважинах – №309, 306 [3]. Ранее ГРП проводилось на скважинах 309 – 2 скважино-операции и на скважине № 306 – одна. ГРП в скважинах №306, 309 было проведено при вводе из бурения на пласт ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>. Предлагаю провести ГРП на пласты ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> и ЮВ<sub>1</sub><sup>3</sup>, в связи с тем, что на эти пласты ранее не проводилось ГРП, ожидается высокий технологический эффект (ТЭ). Основные геологические характеристики удовлетворяют критериям проведения ГРП и приведены в таблице.

Основные геологические показатели по скважинам

Скважина	Пласт	$h_{эф},$ м	$h_{н.н.},$ м	$h_{н.н.ост.},$ м	$K_{п},$ %	$K_{пр},$ МД	$K_{песч},$ д.ед.	$K_{расч},$
306	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup>	12	12	3	0.16	6.76	0.65	3
	ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	6.1	6.1	3.9	0.14	0.93	0.64	4
	ЮВ <sub>1</sub> <sup>3</sup>	7	7	6	0.15	1.87	0.47	5
309	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup>	9.3	9.3	1.4	0.13	1.96	0.62	3
	ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	4.5	4.5	3.13	0.16	4.35	0.41	3
	ЮВ <sub>1</sub> <sup>3</sup>	8.32	8.32	6.23	0.17	4.71	0.63	3

Необходимо учесть, что эти скважины находятся на участках с высокой плотностью остаточных запасов. Текущее пластовое давление 255 атм. (скв. №309) и 146 атм. (скв. №307), начальное пластовое давление оценивается на уровне 242 атм.  $K_{п}$  для пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>3</sup> изменяется от 12-18%.

Ближайшими нагнетательными скважинами являются скважины №292, №293 и №112. Близстоящие нагнетательные скважины №292 и №293 не оказывают влияние на скважину №306, а нагнетательная скважина №112 не влияет на вытеснение нефти из скважины №309. Вероятные причины различия в темпах обводнения скважин и отсутствие влияния на добывающие: неравномерное вскрытие пластов по разрезу, интервалы закачки не согласуются с интервалами добычи, наличие блокового строения (возможно, непроницаемые разломы), техногенная трещиноватость.

Скважины характеризуются достаточно низкими дебитами нефти ( $q_{н}$ ): 0,26 т/сут (скв. №309) и 3,39 т/сут (скв. №306),  $f_{в}$  равна 98% и 31% соответственно. Высокая  $f_{в}$  в скважине №309 вызвана негерметичностью эксплуатационной колонны, в связи с этим перед ГРП рекомендуется провести ремонтно-изоляционные работы (РИР) на пласт ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>.

Основным материалом, применяемым при РИР, следует выбрать цементный раствор, который практически не проникает в поровое пространство коллекторов. Для того чтобы повысить результативность скважино-операций по ликвидации перетоков по затрубному пространству с применением цементного раствора, необходимо снизить интенсивность проявления водоносного пласта и одновременно увеличить перемычку между ним и нефтеносным пластом, т.е. сделать селективную изоляцию из водонабухающего полимера марки АК – 639 [4].

Как уже было сказано ранее, ГРП проводилось на всех выбранных скважинах. На скважине №309 мини-ГРП проведен на пласт ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> в апреле 2012 года, трещина вскрыла кровлю пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> на 60 см. Эффект длился около полугода. В данный момент скважина находится в бездействии из-за высокой  $f_{в}$ , однако скважина еще не отработала все удельные запасы. Для достижения более высокого ТЭ от ГРП, необходимо провести РИР на пласт ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> из-за негерметичности данного интервала. На скважине №306, проведено ГРП на пласт ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>. Нижняя граница дошла до подошвы пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>. ГРП проведено при вводе в эксплуатацию, поэтому в первые месяцы текущая добыча характеризуется высокими  $q_{н}$ , эффект от ГРП длился около двух лет, после чего добыча нефти снизилась с ростом  $f_{в}$ .

Опираясь на новые данные о геологическом строении, в скважинах №306 и №309 предлагается провести большесъемный ГРП на пласты ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> и ЮВ<sub>1</sub><sup>3</sup>, без риска попасть в обводненный пласт. После проведения ГРП на этих скважинах ожидается прирост дебита нефти на 15 т/сут (скв. №306) и 11 т/сут (скв. №309). Оценка величины прироста  $q_{н}$  выполнена по скважинам-аналогам с соседних месторождений со схожими геологическими условиями.

#### Литература

1. Синцов И.А., Александров А.А., Ковалев И.А. Сравнение эффективности применения гидроразрыва пласта и бурения горизонтальных скважин для условий верхнеюрских пластов Нижневартовского свода // Нефтепромысловое дело, 2014. – №4., – С. 41 – 45.
2. Бузинов С.Н., Умрихин И. Д. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. – М.: Недра, 1984. – 269 с.
3. Александров В.М., Белкина В.А., Казанская Д.А. Технологический контроль проведения многостадийного ГРП с использованием метода микросейсмомониторинга // Территория Нефтегаз. – М., 2015. – №10. – С. 16 – 19.
4. РД 153-39.0-110-01. Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. – М.: ППП «Типография «Наука», 2002. – 64 с.