

## РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ ПО ГИДРОРАЗРЫВУ ПЛАСТА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ УЗЕНЬ

Айсаева Т.С., Аяпова Г.О., Сарбопеева М.Д.

*Өзен кен орнында ұңғы өнімділігін арттыру және қабаттың мұнайбергiштігін әлсіз дренажданған аймақтар мен қабатшаларды іске қосу арқылы қабатты сұйықтықпен жару (ҚСЖ) 2003 жылдан бастап қолданылады. ҚСЖ жүргізгеннен кейінгі зерттеулердің көрсетуі бойынша, талдап жасалған ұңғыларда игерілуге енгізілген ара қашықтықтар саны көбейген дегенмен барлық ара қашықтықтар іске қосылмай қалған.*

*The hydraulic fracturing (HF) is used at Uzen deposit since 2003 year. For increasing of well output. The researches after using HF showed the positive efficiency from this method.*

Гидро разрыв пласта применяется на месторождении Узень с 2003 года для увеличения производительности скважин и повышения нефтеотдачи пластов за счет вовлечения в активную разработку слабо дренируемых зон и пропластков, а также увеличения охвата заводнением за счет улучшения гидродинамической связи между скважинами.

Выбор скважин под ГРП проводился на основе следующих критериев:

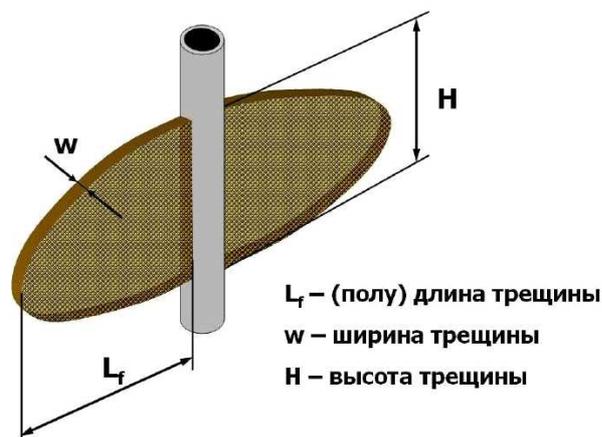
- скважины, снизившиеся дебит (приемистость) в процессе эксплуатации;
- выдержанность литологических экранов, отделяющих продуктивный пласт от газо - или водонасыщенных коллекторов с толщиной не менее 5-6 м;
- низкая эффективность других методов интенсификации;
- обводненность продукции до 90 %.[1]

Существенное влияние на параметры ГРП оказывают свойства жидкости разрыва и породы призабойной зоны пласта. Количество жидкости разрыва зависит от ее вязкости, фильтруемости, темпа закачки, давления разрыва, проницаемости пород призабойной зоны (с учетом естественной трещиноватости). [2]

При проведении ГРП применяется тип жидкости – гель на водной основе. Согласно технологическому регламенту общий объем геля складывался из жидкости разрыва, буферной жидкости, жидкости-носителя, продавочной жидкости. Для повышения эффективности ГРП в жидкость разрыва добавляют различные присадки. В основном это антифильтрационные агенты и агенты, снижающие трение.

Окончательная рецептура геля уточняется при непосредственной работе на скважине согласно технологическому проекту на проведение ГРП. По фактическим данным вязкость геля составляет 25-30 мПа·с, объем жидкости разрыва колеблется от 21 до 40 м<sup>3</sup>. [1]

При проведении ГРП важным этапом, во многом определяющим эффективность технологического процесса, является создание и развитие трещины.



**Рис.1. Геометрия и фотография трещины**

Также не менее важным этапом является закрепление созданной трещины. Эффективность этого этапа состоит в закачке пропанта в строго расчетном объеме.

На месторождении используется пропант с плотностью 2,7-3,3 г/см<sup>2</sup>. Перенос и расположение пропанта вдоль трещины определяет размерами фракций. Учитывая клинообразный характер трещин, постепенно расширяющихся по направлению к стволу скважины, сначала закачивают пропант мелких, а затем более крупных фракций.

За период 2003-2005 гг. в скважинах 13-18 горизонтов проведено 449 операций ГРП, в том числе в 2003 году – 98 операций, в 2004 году – 178, в 2005 году – 173. В трех скважинах (2828, 5067, 6901) в 2004 году ГРП был проведен повторно. Из таблицы 1 видно, что на 13 горизонт приходится в 2003 году 84% ГРП и в 2004 году - 64%. [1]

Анализ расположения скважин с ГРП на площади продуктивных залежей показывает, что ГРП проведены в зонах с ухудшенными коллекторскими свойствами и эксплуатирующихся, в основном, на сегодня без воздействия заводнением. Как правило, выбраны для проведения ГРП одиночные добывающие скважины, с низкими продуктивными характеристиками, не попадающие в ячейку скважин с нагнетанием. В основном, это малоэффективный фонд скважин: старые бездействующие и малодебитные скважины с дебитом жидкости менее 5 т/сут, новые скважины, дебит которых при освоении оказался ниже потенциального. Оценка эффективности проведенных мероприятий показала, что в большинстве случаев операции оказались успешными и привели к увеличению дебита нефти в среднем по скважинам в 6,5-7 раз. [1]

Для определения дополнительной добычи и вовлеченных в активную разработку запасов нефти за счет ГРП, проведенным в 2003 и в 2004 годах, по всем скважинам были построены зависимости удельной добычи на скважину и обводненности от накопленной добычи и получены вовлеченные запасы нефти путем экстраполяции участка, соответствующего фактическим данным до проведения ГРП - базовая кривая, соответствующего фактическим данным после ГРП - прогнозная кривая. Разница вовлеченных запасов нефти по прогнозной кривой и базовой показывает дополнительно вовлеченные запасы.

С ростом добычи нефти после ГРП наблюдается снижение обводненности, что связано с увеличением в продукции скважин доли нефти за счет подключения в

работу новых нефтенасыщенных пропластков, практически не дренируемых ранее зон.

**Таблица 1. Распределение фонда скважин с ГРП по горизонтам и блокам**

Горизонт	2003																
	блок	1	1а	2	2а	3	3а	4	4а	5	5а	6	6а	7	8	9	10
13	3	6	11	16	5	7	2	1	3	5	1	11	6	7	1	2	87
14												2		2		1	5
15		1				2	1										4
16		1								1							2
<b>Итого</b>	<b>3</b>	<b>8</b>	<b>11</b>	<b>16</b>	<b>5</b>	<b>9</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>3</b>	<b>6</b>	<b>1</b>	<b>13</b>	<b>6</b>	<b>9</b>	<b>1</b>	<b>3</b>	<b>98</b>
	2004																
13	5	4	9	17	11	11	11	5	8	6	7	2	4	9	3	2	114
13+14								1					1				2
14	1			1		1				1	2		2	5	2		15
15	1	3		2	5	2	17		4	1	2						37
15+16									1								1
16				1			1		2	3	1						8
17					1												1
<b>Итого</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>9</b>	<b>21</b>	<b>17</b>	<b>14</b>	<b>29</b>	<b>6</b>	<b>15</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>2</b>	<b>7</b>	<b>14</b>	<b>5</b>	<b>2</b>	<b>178</b>

**Таблица 2. Определение вовлеченных запасов по результатам ГРП**

Годы	Q <sub>нак факт.</sub> до проведени я ГРП, тыс.т	Q <sub>нак.расч.</sub> по базовой кривой без проведения ГРП на 01.01.05, тыс.т	Q <sub>нак факт.</sub> после проведения ГРП на 01.01.2005, тыс.т	Дополнител ьная добыча от ГРП, тыс.т	Дополнительно вовлечено запасов нефти, тыс.т
2003	974,4	1065,9	1555,5	489,6	1550,0
2004	3071,3	3182,8	4401,6	1218,8	2600,0
Итого	4045,7	4248,7	5957,1	1708,6	4150,0

Что касается скважин, расположенных в высокопроницаемых зонах, то эффект от ГРП в таких скважинах минимален. Это, по-видимому, связано с тем, что в высокопроницаемых пластах основным фактором увеличения производительности скважины вследствие ГРП является ширина трещины, в отличие от низкопроницаемых пластов, где таким фактором является ее длина. Почти во всех скважинах с высокопроницаемыми пластами тенденция изменения производительности скважин и характер обводнения практически не изменились, т.е. дебиты и обводненность остались на прежнем уровне.

Примеры подтверждают, что в зонах с улучшенными коллекторскими свойствами, в скважинах с высокой обводненностью осуществление ГРП неэффективно. В скважинах, вскрывших средне- и высокопроницаемые пласты, создание коротких широких трещин (локальный гидравлический разрыв) дает хорошие результаты при значительном ухудшении коллекторских свойств в призабойной зоне как средство очистки ее. В таких случаях, необходима оценка технологической и экономической эффективности этого метода по сравнению с другими средствами обработки призабойной зоны скважин (кислотные обработки, глубоко проникающая перфорация и др.). [3]

Из всех скважин с ГРП за анализируемый период в 21 скважине геофизические исследования по контролю разработки были проведены до и в 28 скважинах - только после проведения ГРП и лишь в трех из них (1094, 1713, 5708) до и после ГРП.

В скважинах 1094 и 1713 исследования, проведенные до ГРП, показали, что скважины работали слабо, а работающие интервалы по ГИС-к в них не отмечались. В скважине 5708 отмечена работа практически одного из пяти интервалов перфорации.

Исследования, проведенные после ГРП, показали, что по всем анализируемым скважинам увеличилось количество интервалов, включившихся в разработку, однако часть интервалов не удалось задействовать. Чаще всего это пласты с ухудшенными коллекторскими свойствами, на которые ГРП не оказало достаточного воздействия, либо данные пласты не включились в работу при том режиме работы скважины, когда проводились исследования. [1]

### **Литература:**

1. Подсчет запасов нефти и газа 13-18 горизонтов месторождения Узень. АО «Казахский научно-исследовательский и проектный институт нефтяной и газовой промышленности (КазНИПИмунайгаз)». Фонд ПФ «Озенмунайгаз», 2006 г.
2. Х.Х.Гумерский, А.Х. Шахвердиев Новые технологии повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти на поздней стадии разработки залежей нефти. Интервал №3 (38) 2002г.
3. Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челоянц Д.К. Интенсификация добычи нефти.- М.: «Наука», 2000г.