



УДК 622.279.6

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГТМ МЕХАНИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ НА ХАРЬЯГИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF CONDUCTING GEOLOGICAL AND TECHNICAL MEASURES BY MECHANICAL METHODS ON THE KHARYAGINSKOYE FIELD

Долингер Александр Александрович

студент
направления подготовки «Нефтегазовое дело»,
Ухтинский государственный технический университет
dolinger11@icloud.com

Савенок Ольга Вадимовна

доктор технических наук,
профессор кафедры разработки и эксплуатации
нефтяных и газовых месторождений и
подземной гидромеханики,
Ухтинский государственный технический университет
olgasavenok@mail.ru

Аннотация. В процессе добычи нефти вся извлекаемая пластовая жидкость (нефть и вода) проходит через призабойную зону пласта добывающих скважин. Эти процессы происходят при температурах и давлениях, отличных от тех, при которых эти жидкости были первоначально на поверхности или в пласте. В результате в призабойной зоне пласта, как в фильтре, могут откладываться как различные углеводородные компоненты (смолы, асфальтены, парафины и др.), так и различные соли, выпадающие из растворов в результате нарушения термодинамического равновесия. Засорённость призабойной зоны пласта – одна из актуальных проблем, возникающих при эксплуатации скважин. Из-за этого ухудшается приток пластового флюида в скважину. Для интенсификации притока в скважину используются различные методы воздействия на призабойную зону пласта, которые увеличивают её проницаемость, и, как следствие этого, происходит увеличение притока пластового флюида в скважину. В статье рассмотрены результаты проведения ГТМ на Харьягинском месторождении механическими методами, к которым относятся ГРП и реперфорация скважин. Сравниваются показатели эффективности, определяются основные проблемы и даются рекомендации.

Ключевые слова: анализ разработки Харьягинского месторождения; текущее состояние системы разработки; анализ структуры фонда скважин и показателей их эксплуатации; общие сведения о проведённых ГТМ; гидроразрыв пласта; реперфорация пластов; сравнение эффективности ГРП и реперфорации пластов.

Dolinger Alexander Alexandrovich

Student
«Oil and Gas Business»
Direction of Training,
Ukhta State Technical University
dolinger11@icloud.com

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of Technical Sciences,
Professor of the Department of
Development and Operation of
Oil and Gas Fields and
Underground Hydromechanics,
Ukhta State Technical University
olgasavenok@mail.ru

Annotation. In the process of oil production, all of the recoverable formation fluid (oil and water) passes through the bottomhole formation zone of the producing wells. These processes occur at temperatures and pressures different from those at which these fluids were originally at the surface or in the formation. As a result, both various hydrocarbon components (resins, asphaltenes, paraffins, etc.) and various salts precipitating from solutions as a result of thermodynamic equilibrium disturbance can be deposited in the bottomhole formation zone, as in a filter. Clogging of the bottomhole formation zone is one of the urgent problems that arise during the operation of wells. Because of this, the inflow of formation fluid into the well is impaired. To stimulate the inflow into the well, various methods are used to influence the bottomhole formation zone, which increase its permeability, and, as a consequence, an increase in the inflow of formation fluid into the well occurs. The article discusses the results of geological and technical measures on the Kharyaginskoye field by mechanical methods, which include hydraulic fracturing and well reperforation. Performance indicators are compared, key issues identified and recommendations made.

Keywords: analysis of the development of the Kharyaginskoye field; current state of the development system; analysis of the structure of the well stock and indicators of their operation; general information about the conducted geological and technical measures; hydraulic fracturing; reperforation of layers; comparison of the efficiency of hydraulic fracturing and reservoir reperforation.

Общие сведения о месторождении

Харьягинская структура выявлена и подготовлена к бурению сейсморазведочными работами в 1961–1963 гг. Харьягинское месторождение открыто в 1970 году, введено в разработку в 1987 году. Характерной особенностью месторождения является многосластовость. Залежи нефти установлены в интервале разреза толщиной 2800 м в стратиграфическом диапазоне от среднедевонских до нижнетриасовых отложений включительно.



В продуктивном разрезе месторождения выделено 6 объектов разработки:

I – залежи нефти поддоманиково терригенного комплекса среднего и верхнего девона («верхняя» пачка старооскольского горизонта в качестве базисного пласта);

II – залежи нефти в рифогенных карбонатах верхнего девона (базисная залежь D₃-III);

III – залежи нефти в карбонатах нижней перми (ассельско-сакмарский и артинский ярусы);

IV – залежи нефти в полимиктовых песчаниках верхней перми (группа пластов P₂-I – P₂-IV, базисный пласт – P₂-III);

V – залежи нефти в полимиктовых песчаниках верхней перми (группа пластов P₂-V – P₂-XIII с пластом – P₂-V в качестве базисного);

VI – залежи нефти в полимиктовых песчаниках триаса (базисный пласт – T₁-I).

По геологическому строению месторождение относится к категории очень сложнопостроенных, для него характерны как литологические замещения, так и тектонические нарушения, невыдержанность толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов.

Эксплуатационное бурение на месторождении ведётся с 1987 года в пределах южного купола Центрально-Харьягинского поднятия. В целях уточнения строения месторождения по различным маркирующим горизонтам в 1991–1993 гг. проводились сейсморазведочные работы на северной периклинали Центрально-Харьягинского поднятия и на Южно-Харьягинском поднятии. В первые пять лет с начала разработки месторождения проводилось интенсивное эксплуатационное бурение на площади (максимальный уровень был достигнут в 1991 году и составил 120 тыс. м / год), с 1992 года наблюдается сокращение темпов бурения, а в течение 1994–1999 гг. бурение практически прекратилось.

Только с 2000 года наметилась тенденция к росту эксплуатационного бурения. В 2002 году объём эксплуатационного бурения составил 37,5 тыс. м. Суммарный объём проходки достиг 652,6 тыс. м, при этом почти половина метража (274,7 тыс. м) приходится на I объект.

По мере накопления и обработки сейсмического и геолого-геофизического материала в процессе разбуривания изменялось представление о геологическом строении месторождения. Кардинальным образом изменилась геологическая модель I объекта разработки, по которому принят вариант тектонического строения. Почти по всем залежам произошло уменьшение площадей нефтеносности, обусловленное дроблением единых, как представлялось ранее, залежей на две и более, выявлением зон замещения коллекторов плотными породами, особенно в пластах V и VI объектов, установлением, как правило, более высокого положения ВНК.

За период с начала освоения месторождения в его разработке участвовало 272 скважины (80 % пробуренных), в том числе добыча нефти осуществлялась из 267 скважин, под закачку воды использовали 53 скважин, из которых 48 скважин первоначально обрабатывалась на нефть.

Анализ структуры фонда скважин и показателей их эксплуатации

В соответствии с утверждённой технологической схемой разработки на площади месторождения предусматривалось пробурить 1250 скважин, в т.ч. добывающих 674, нагнетательных 233, резервных 273, оценочных 44, контрольных 26. Распределение основного и резервного фонда скважин по категориям и объектам разработки выглядело следующим образом (табл. 1).

Таблица 1 – Характеристика проектного фонда скважин

Объект разработки	Количество скважин, ед.				
	добывающих	нагнетательных	основного фонда	резервных	итого
I	165	65	230	69	299
II	76	12	88	41	129
III	82	31	113	34	147
IV	167	62	229	69	98
V	119	44	163	40	203
VI	65	19	84	20	104
по месторождению	674	233	907	273	1180
по 4 разрабатываемым объектам	516	190	706	198	904

В самом начале разбуривания месторождения выявились существенные изменения в представлении о геологическом строении всех разрабатываемых объектов, особенно V и VI, в связи с чем их разбуривание по утверждённым сеткам было признано нецелесообразным. Практически по всем объектам установлено сокращение площадей нефтеносности, часть проектных скважин оказалась размещённой в некондиционных толщинах и за контуром. По этим причинам в период с 1989-1994 гг.



возникла необходимость отказа от бурения 168 скважин (121 – добывающей и 47 – нагнетательной), что составляет 23,8 % от утверждённого основного фонда. Было утверждено исключение из эксплуатационного бурения следующего числа скважин:

- по I объекту – 34 скважины: 27 добывающих и 7 нагнетательных;
- по IV объекту – 31 скважины: 19 добывающих и 12 нагнетательных;
- по V объекту – 57 скважин: 43 добывающих и 14 нагнетательных;
- по VI объекту – 46 скважин: 32 добывающих и 14 нагнетательных.

Таким образом, к началу 1995 года скорректированный проектный фонд по разрабатываемым объектам составлял 538 скважин и по объектам распределялся следующим образом (табл. 2).

Таблица 2 – Характеристика текущего фонда скважин

Объект разработки	Количество скважин, ед.				
	добывающих	нагнетательных	основного фонда	резервных	итого
I	138	58	196	69	265
IV	148	50	198	69	267
V	76	30	106	40	146
VI	33	5	38	20	58
по 4 разрабатываемым объектам	395	143	538	198	736

Изменение экономической ситуации в стране привело к практическому прекращению бурения на месторождении с 1994 по 2001 г. По состоянию на 01.01.2017 г. суммарный эксплуатационный метраж (без учёта скважин, пробуренных на II и III объекты) составил 491 тыс. м. При этом почти половина метража (49,8 %) приходится на I объект, 30,6 % – на IV, 12,1 % – на V и лишь 7,5 % – на VI. При этом все эксплуатационные объекты характеризуются неразвитой системой заводнения, из-за чего наблюдается падение пластового давления практически по всем объектам разработки. Наибольшее падение пластового давления фиксируется в центральной части южного купола базисного пласта IV ЭО P₂-III. Поэтому на данный момент как никогда остро встаёт вопрос о совершенствовании системы заводнения пласта P₂-III.

Залежь нефти IV ЭО представлена четырьмя продуктивными пластами P₂-I, P₂-II, P₂-III и P₂-IV. Так, основной пласт P₂-III, содержащий 75 % запасов нефти, перфорирован в 85 % скважин, вскрывших его бурением, и обеспечивает 79 % текущей добычи нефти. Второй по величине запасов пласт P₂-II (15 %) вскрыт перфорацией в 55 % продуктивных на него скважинах и обеспечивает почти 20 % от годовой добычи нефти, что свидетельствует об имеющемся некотором резерве по наиболее полному использованию продуктивного разреза IV ЭО. Распределение действовавшего в 2018 году фонда скважин по их среднегодовым дебитам и обводнённости представлено на рисунке 1 и таблицах 3 и 4.



Рисунок 1 – Динамика показателей использования фонда добывающих скважин



Таблица 3 – Распределение действующего фонда скважин IV ЭО по среднегодовым дебитам по нефти и по обводнённости в 2017 году

Обводнённость, %	Количество скважин		Диапазоны дебитов по нефти, тонн / сут.				
	ед.	%	до 5	5–10	10–50	50–100	100–150
0	26	29,9	25		1		
0–2	6	6,9	1			5	
2–10	16	18,4			8	8	
10–50	18	20,7	1		13	4	
50–90	21	24,1	2		19		
> 90	0	0,0					
Всего	87	100	29		41	17	

Таблица 4 – Распределение действующего фонда скважин IV ЭО по среднегодовым дебитам по жидкости и по обводнённости в 2018 году

Обводнённость, %	Количество скважин		Диапазоны дебитов по жидкости, тонн / сут.				
	ед.	%	до 5	5–10	10–50	50–100	100–150
0	26	29,9	25		1		
0-2	6	6,9	1			5	
2-10	16	18,4			6	10	
10-50	18	20,7	1		5	12	
50-90	21	24,1			4	16	1
> 90	0	0,0					
Всего	87	100	27		16	43	1

Годовые отборы нефти росли до 2009 года, в основном, за счёт высоких темпов ввода новых скважин в эксплуатацию (по 20 новых добывающих скважин в год). Максимальный уровень достигнут в 2009 году практически при полной разбуренности проектным фондом. Темп отбора НИЗ составил примерно 3,7 %. Этот уровень добычи удалось удержать ещё один год за счёт ввода оставшихся 10 новых добывающих скважин. Затем в 2011 году произошло значительное снижение годовой добычи нефти из-за отставания внедрения ППД, годовая компенсация отборов закачкой составила лишь 30 % от текущих отборов жидкости. При растущих годовых объёмах закачки воды удалось стабилизировать добычу нефти в 2011–2013 гг., затем из-за ограничения закачки воды и начавшегося достаточно быстро обводнения скважин (характерно для II стадии разработки нефтяных месторождений) годовые уровни добычи нефти стали снижаться. Динамика основных показателей разработки IV ЭО представлена на рисунке 2.

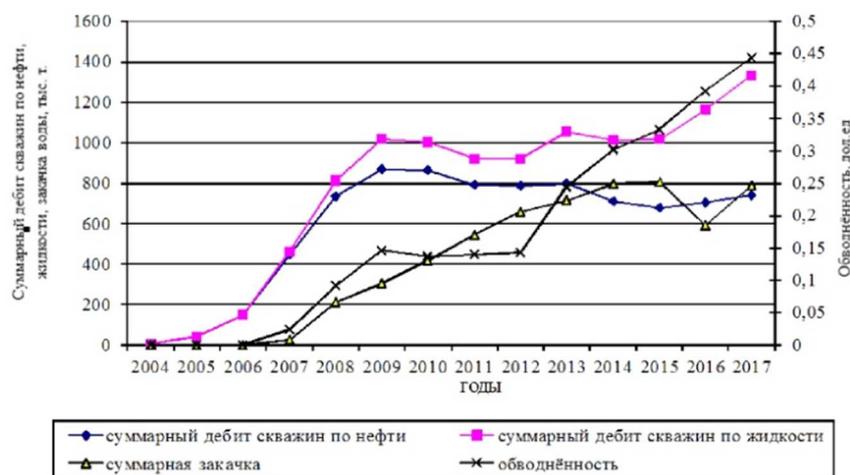


Рисунок 2 – Динамика основных показателей разработки IV ЭО

Особенно сильно снизились добывающие способности скважин по пласту P₂-III. Основная причина этого – снижение пластового давления. При первоначальном 16,5 МПа на данный момент оно составляет 9,2 МПа и даже меньше, т.е. к началу 2020 года приблизится к давлению насыщения – 7,4 МПа. Динамика изменения пластового давления приведена на рисунке 3, карта изобар пласта P₂-III представлена на рисунке 4.



В 2017 году добыча нефти несколько выросла благодаря улучшению показателей работы скважин, что в свою очередь обеспечило высокие коэффициенты изменения дебитов скважин, равных 0,985. В прошедшем году также достигнут значительный сдвиг по сокращению неработающего фонда скважин (сокращение 38 % от числа простаивающих), а средний дебит на одну введенную скважину – 28,8 тонн / сут.

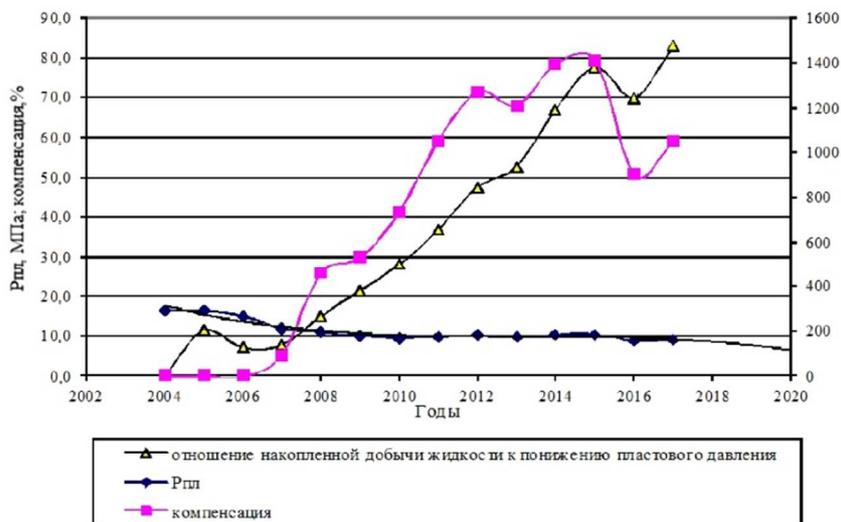


Рисунок 3 – Динамика компенсации и изменения пластового давления по пласту P2-III

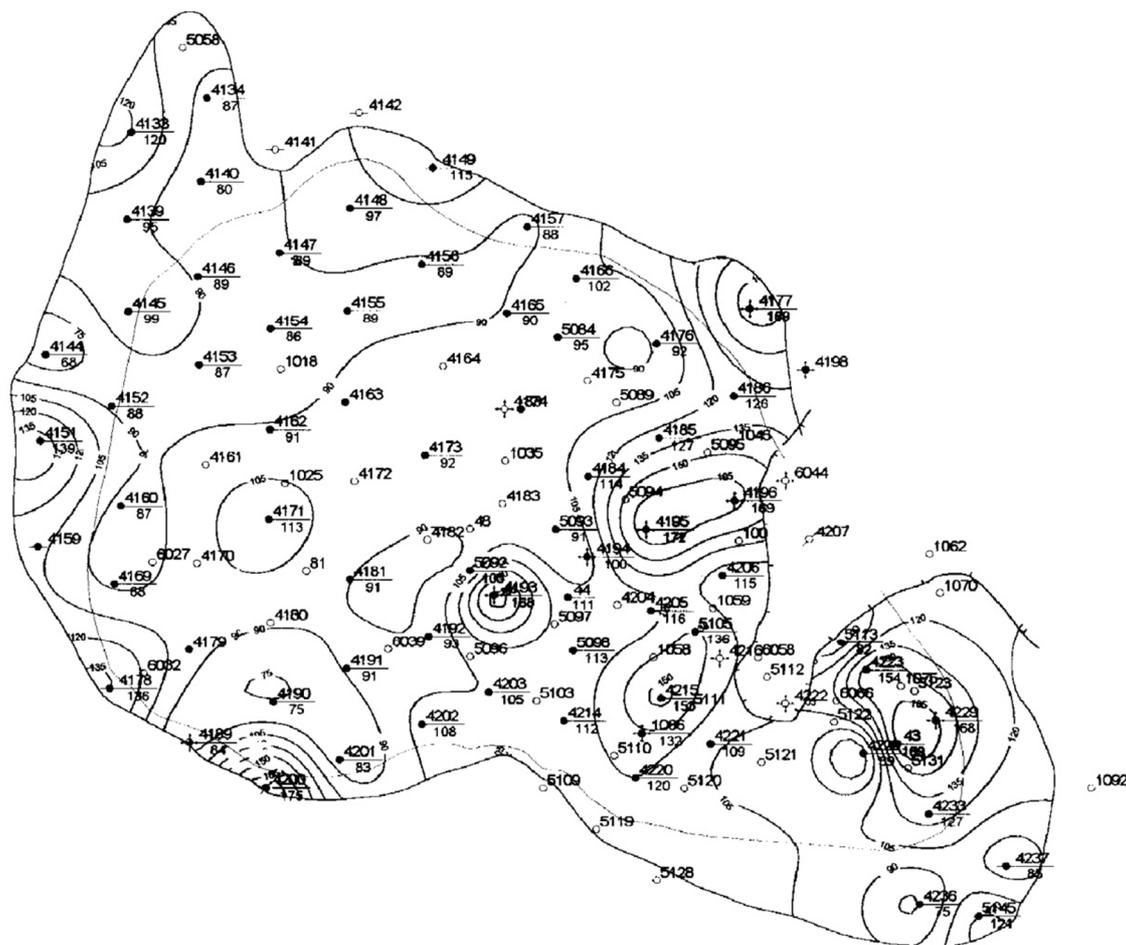


Рисунок 4 – Карта изобар пласта P₂-III Харьягинского месторождения по состоянию на 01.01.2018 г.



Общие сведения о проведённых ГТМ

С самого начала освоения месторождения возникла необходимость корректировки принятых в технологической схеме решений. Наиболее существенными причинами такой необходимости были следующие:

- 1) перенос начала бурения и ввода в разработку сероводородсодержащих II и III объектов;
- 2) сокращение проектного фонда скважин из-за значительного изменения геологических моделей (и, соответственно, запасов) всех введённых в разработку объектов.

Вместе с запаздыванием в бурении и обустройстве скважин (а в период 1994–1999 гг. полным прекращением бурения), а также медленным развитием системы заводнения это привело к резкому расхождению проектных и фактических показателей разработки как по объектам, так и в целом по месторождению.

В период 2010–2017 гг. на добывающих скважинах Харьягинского месторождения проводились мероприятия по повышению нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти. Из механических методов применялись дострелы пластов, объектов и реперфорация ранее вскрытых интервалов, гидравлический разрыв пласта, термическое и акустическое воздействие, из гидродинамических методов – форсирование (оптимизация) отборов жидкости, ввод скважин в эксплуатацию за счёт переводов с других горизонтов пластов. По группе химических методов воздействия проводились различные виды кислотных обработок, закачка антипарафиновых композиций. По нагнетательному фонду наиболее широкое применение имели технологии, направленные на увеличение приёмистости скважин и мероприятия, связанные с переводом добывающих скважин в нагнетание.

Объёмы проводимых ГТМ по добывающему и нагнетательному фонду в последние годы выросли. Основной объём мероприятий приходится на I и IV эксплуатационные объекты.

Значительная часть ГТМ как на добывающих, так и на нагнетательных скважинах осуществлялась силами бригад КРС, ПРС и специализированных предприятий. Сюда относятся все работы по интенсификации отборов жидкости и обработкам нагнетательных скважин с целью выравнивания профиля приёмистости и очистки призабойной зоны.

Гидроразрыв пласта

В рассматриваемый период было проведено 8 операций по гидроразрыву пласта. Информация о результатах проведения ГРП представлена в таблице 5.

Гидроразрывы проводились в скважинах, пласты которых характеризуются высокими коллекторскими свойствами: по ГИС пористость колеблется от 13 до 22 %, проницаемость – от 0,002 до 0,329 мкм². Исключение только составили скважины №№ 4233 и 5123, пласты которых представлены низкопроницаемыми песчаниками.

Две операции проводились по I объекту, три – по скважинам IV объекта, две операции по V объекту и одна по VI объекту разработки. Проектирование технологий ГРП и их проведение на скважинах в 2011 году осуществила компания «Самотлор фракмастер сервисиз», в 2016 году на скважине № 1537 проведён компанией «Schlumberger».

На рисунке 5 представлена гистограмма сравнения дебита нефти по скважинам до и после проведения ГРП.

Как видно из рисунка 5, по скважинам №№ 4233 и 5112 прирост добычи нефти незначителен (около 2 тонн / сут.), а по скважине № 1045 наблюдается снижение добычи.

Причиной неэффективной операции в скважине № 1045 является низкое пластовое давление (22,9 МПа при начальном 46,2 МПа). На работу данной скважины не сказывается влияние нагнетательных скважин №№ 100 и 1037. Из-за наличия на этом участке двух тектонических нарушений гидродинамическая связь с ними видимо отсутствует. Специальные исследования (гидропрослушивание) не проводились. По предварительным результатам закачки трассеров в нагнетательную скважину № 1037, выполненной в 2004 году, лишь 2 % объёма закачиваемой воды достигает скважины № 1045.

Невысокие результаты после проведения ГРП получены в скважине № 4233 по причине расположения в пределах залежи южного купола. Участок пласта к моменту проведения ГРП разрабатывался на естественном режиме, не была сформирована система заводнения. Средневзвешенное пластовое давление составило 10–11 МПа, что ниже начального, которое принято по данному пласту равным 16 МПа.

В таблице 6 представлена информация о продолжительности эффекта и дополнительной добыче нефти.

В 2011 году при вводе из бездействия в скважине № 5112 провели гидроразрыв пласта. Данная скважина эксплуатировалась в периодическом режиме и в январе 2012 года была остановлена по причине низкой продуктивности. Пластовое давление в тот период держалось на уровне 10–11 МПа (при начальном по пласту равном 13 МПа). Влияние закачки нагнетательной скважины № 6065 не наблюдается. Причиной отсутствия гидродинамической связи видимо является литологическая неоднородность продуктивных отложений.



Таблица 5 – Результаты проведения ГРП

№ скважины	Объект	Вид обработки	Дата пуска	Характеристика работы скважин							
				до ГТМ				после ГТМ			
				дебит нефти, тонн / сут.	дебит жидкости, тонн / сут.	обводнёность, %	дебит нефти, тонн / сут.	дебит жидкости, тонн / сут.	обводнёность, %	дебит нефти, тонн / сут.	дебит жидкости, тонн / сут.
4233	IV, V	ГРП	06.06.2011	10,8	14,8	26,7	14,1	19,3	27,1		
48	IV	ГРП	06.01.2011	23,6	25,2	6,6	36,5	40,2	9,4		
5112	IV, V	ГРП	24.06.2012	4,7	4,9	4,0	6,6	7,0	6,4		
5123	V	ГРП	28.05.2013	10,3	10,9	5,2	16,4	17,3	5,3		
4223	IV	ГРП	20.05.2013	7,5	8,3	9,0	21,1	23,7	11,0		
4228	IV	ГРП	21.01.2014	7,5	8,4	10,3	27,3	91,2	70,1		
1045	I	ГРП	19.04.2015	48,3	49,3	1,9	24,5	28,0	12,5		
1537	I	ГРП	04.07.2016	9,4	15,9	40,9	26,9	28,1	4,2		

Таблица 6 – Эффект проведения ГРП

№ скважины	Объект	Вид обработки	Дата пуска	Дополнительная добыча нефти, тонн	Продолжительность эффекта, сут.	Отработанное время, сут.	Прирост дебита нефти за отработанное время, тонн / сут.	Прирост дебита нефти за время эффекта, тонн / сут.
4233	IV, V	ГРП	06.06.2011	933,1	205,0	288,0	3,2	4,6
48	IV	ГРП	06.01.2011	27126,7	2071,8	2102,8	12,9	13,1
5112	IV, V	ГРП	24.06.2012	394,1	181,0	212,0	1,9	2,2
5123	V	ГРП	28.05.2013	2281,4	347,0	378,0	6,0	6,6
4223	IV	ГРП	20.05.2013	26280,0	1902,8	1933,8	13,6	13,8
4228	IV	ГРП	21.01.2014	21194,4	1071,9	1071,9	19,8	19,8
1045	I	ГРП	19.04.2015	0,0	0,0	67,0		
1537	I	ГРП	04.07.2016	2617,1	149,5	149,5	17,5	17,5
Всего	8			80827	5929	6203	13,0	13,6

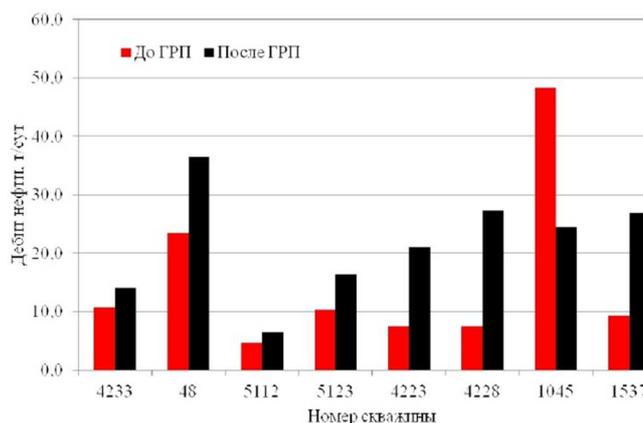


Рисунок 5 – Распределение добычи нефти до и после проведения ГРП

Дополнительная добыча нефти по всем скважинам составила 80827 тонн, среднее время продолжительности эффекта – 847 сут., средний прирост дебита за время эффекта 13,6 тонн / сут.

Из вышеизложенного можно сделать следующие выводы:

- 1) невысокие показатели эффективности мероприятий в скважинах V объекта и отсутствие эффекта от ГРП на I объекте обусловлены, в первую очередь, низким уровнем энергетического состояния пластовой системы;
- 2) оценка эффективности мероприятий по ГРП затруднена в связи с отсутствием геофизических исследований работы скважин до и после воздействия;
- 3) обобщение опыта работ, проведённых на месторождении, указывает на необходимость строгого отбора скважин-кандидатов на ГРП и применение адаптированных технологий гидроразрывов по совокупности геолого-технологических критериев.

Реперфорация пластов

Для повышения продуктивности добывающих скважин на Харьягинском месторождении используются перфорационные работы, в число которых входит перестрел (или реперфорация) ранее перфорированных интервалов, дострел ранее не вскрывавшихся нефтенасыщенных интервалов.

Кроме использования данных работ в качестве самостоятельного метода повышения продуктивности скважин, перфорационные работы проводятся также в составе мероприятий вторичного освоения скважин, подготовки гидроразрыва пласта и при ремонтно-изоляционных работах.

За рассматриваемый период было проведено 35 операций по реперфорации пластов. Обычно реперфорации проводились в сочетании с другими методами обработки призабойной зоны (термобарическими, акустическими и кислотными). Частично результаты проведения реперфорации скважин представлены в таблице 7.

За истекший период по 24 успешным обработкам дополнительная добыча нефти составила 240,1 тыс. тонн при продолжительности эффекта 11 495 сут. Прирост дебита нефти за отработанное время – 19,9 тонн / сут., за время эффекта 20,9 тонн / сут.

I объект. Реперфорация пласта D_{2st} выполнена в 14 скважинах (в основном бездействующего фонда). Сравнение дебита до и после проведения реперфорации представлено на рисунке 6.

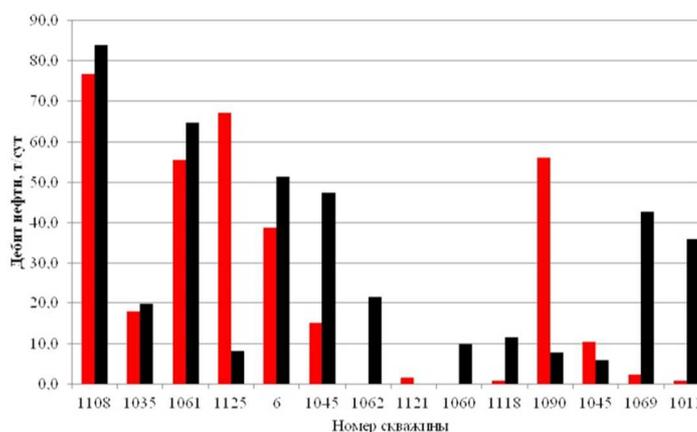


Рисунок 6 – Распределение добычи нефти до и после проведения реперфорации на I объект



Таблица 7 – Эффект проведения реперфорации

№ скважины	Объект	Дата пуска	Характеристика работы скважин					
			до ГТМ			после ГТМ		
			Дебит нефти, ТОНН/СУТ.	Дебит жидкости, ТОНН/СУТ.	обводнённость, %	Дебит нефти, ТОНН/СУТ.	Дебит жидкости, ТОНН/СУТ.	обводнённость, %
48	IV	08.10.2010	23,6	23,6	0,0	23,6	25,2	6,6
1108	I	30.08.2010	76,7	78,8	2,8	84,0	85,7	2,0
4152	IV	24.05.2010	3,3	4,0	16,7	36,1	50,0	27,8
6066	VI	16.08.2010	4,1	4,4	8,2	7,3	7,9	7,6
1035	I	21.08.2011	17,8	21,4	16,8	19,9	33,5	40,7
4163	IV	15.02.2011	15,5	16,0	2,9	22,5	25,7	12,2
1061	I	30.08.2011	55,6	56,6	1,7	64,7	66,7	3,0
4108	IV	16.12.2012	18,6	18,9	1,7	9,1	9,2	1,1
4054	IV	26.05.2012	6,3	7,4	13,9	6,4	6,6	2,3
5098	IV	30.08.2012	15,5	52,9	70,7	24,7	115,5	78,6
5112	V + VI	07.08.2013	6,6	7,0	5,8	8,4	9,5	11,4
1125	I	18.02.2013	67,2	73,7	8,9	8,3	18,8	56,0



IV объект. На скважинах данного объекта проведено 12 операций по перестрелу пластов. Коэффициент успешности обработок равен 0,58.

Эффективность реперфораций скважин была обусловлена уровнем энергетического состояния пласта. Высокий эффект получен по скважине № 4152 при вводе из длительного бездействия. Кроме реперфорации в скважине проведена ОПЗ (ПГД-БК). Под влиянием закачки с вводом нагнетательных скважин №№ 4144 и 4159 дебит нефти её увеличился с 23,3 тонн / сут. в 2000 году до 42,7 тонн / сут. в 2005 году, в 2006 году отмечается незначительное снижение дебита нефти до 36,3 тонн / сут. Средний прирост дебита нефти составил 32,8 тонн / сут.

Дебит нефти по скважине № 4151 в результате реперфорации пласта практически не изменился из-за роста обводнённости продукции. Скважина находится в зоне влияния закачки нагнетательных скважин №№ 4144 и 4159. Снижение дебита нефти из-за увеличения обводнённости отмечается в скважинах №№ 5036 (расположена вблизи ВНК) и 43 (влияние нагнетательной скважины № 4229). Дебиты жидкости скважин №№ 5036 и 43 увеличились в 2 раза.

Неэффективными оказались реперфорации пластов малообводнённых скважин №№ 48, 4054, 4108 и 65, не испытавших на момент обработки активного воздействия закачки воды. После обработки дебиты нефти и жидкости снизились.

В целом по объекту дополнительная добыча нефти составила 96,2 тыс. тонн при продолжительности эффекта 4 675,8 сут. Основной эффект получен за счёт реперфорации пластов в скважине № 4152. Прирост дебита нефти за отработанное время составил 19,4 тонн / сут, за время эффекта 20,7 тонн / сут.

V объект. Реперфорация пластов на депрессии была выполнена в двух скважинах. В скважине № 5022 северного купола прирост дебита нефти составил 11,5 тонн / сут. Скважина введена из бездействия в 2012 году. Высоким энергетическим состоянием пласта P₂-V объясняется эффективность реперфорации по скважине № 5058. Скважина находилась в консервации с 2015 года, дебит нефти её составил 48,8 тонн / сут практически без воды. Для поддержания отборов в ноябре 2014 года под закачку введена скважина № 5054. По скважине № 5112, работающей совместно на V (пласты P₂-IX) и VI объекты, эффект не был получен.

В скважине № 6077 при вводе из бездействия (более трёх лет) выполнена реперфорация пластов P₂-VII. Дебит нефти составил 9,4 тонн / сут.

Дополнительная добыча нефти по объекту составила 78,4 тыс. тонн при продолжительности эффекта 2 508 сут. Прирост дебита нефти составил 31,3 тонн/сут.

VI объект. Реперфорация пластов данного объекта выполнена в двух скважинах. Дополнительная добыча от мероприятия составила 0,26 тыс. тонн (в основном от реперфорации в скважине № 6066), при продолжительности эффекта 267,9 сут.

В скважине № 6066 реперфорация пласта выполнена на депрессии перфоратором «Predator», спускаемым на трубах (технология TCP-L) с последующей кислотной обработкой (КПАС). Эффективность комплексной обработки не высокая. Прирост дебита нефти составил 3,2 тонн / сут при продолжительности эффекта 73 сут.

В скважине № 6050 при вводе её из бездействия (остановлена в 2004 году в системе ППД) выполнена реперфорация пласта T₁-I практически без эффекта. В декабре 2014 года скважина остановлена и переведена в капитальный ремонт с целью изоляции обводнённого пласта и перевода на вышележащий пласт T₁-VIII.

Для сравнения эффективности проведения реперфорации пласта сравним средние показатели эффективности по объектам отдельно. Сравнительный график приведён на рисунке 7.

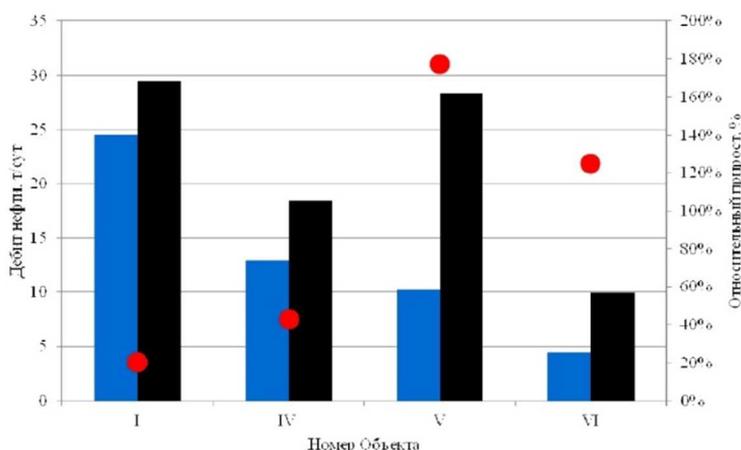


Рисунок 7 – Сравнение эффективности реперфорации по объектам эксплуатации



Как видно из рисунка 7, максимальный абсолютный и относительный прирост добычи наблюдается по VI и V объекту эксплуатации. Это обусловлено более высоким энергетическим запасом пласта, т.е. более высоким пластовым давлением и высокой однородностью коллектора, что даёт гидродинамическую связь между нагнетательными и добывающими скважинами.

Дополнительная добыча нефти за счёт проведения реперфорации скважин равна 240 127 тонн по всем скважинам, средняя продолжительность эффекта 328 сут., прирост добычи составил 20,9 тонн / сут. на скважину.

Таким образом, результаты реперфорации пластов указывают на высокую эффективность в условиях достаточного запаса пластовой энергии и позволяют считать реперфорацию пластов одним из основных методов интенсификации добычи нефти на перспективу.

Сравнение эффективности ГРП и реперфорации пластов

В рассматриваемый период было проведено 8 скважино-операций по гидроразрыву пласта и 35 операций по реперфорации скважин. Это связано со значительно более низкой стоимостью мероприятий по реперфорации скважин.

Наколенная дополнительная добыча по скважинам после ГРП составила 80 827 тонн, что значительно ниже, чем от реперфорации скважин – 240 127 тонн. Но пересчитывая дополнительную добычу нефти на 1 скважину, получаем 6 861 тонн / скв. при реперфорации и 10 103 тонн / скв. при гидроразрыве пласта. То есть эффективность ГРП выше и продолжительность эффекта ГРП значительно выше, чем реперфорация (847 и 328 сут. соответственно).

В обоих случаях основной причиной неудовлетворительных результатов воздействия на скважину является низкое пластовое давление и плохая гидродинамическая связь с нагнетательными скважинами.

Несмотря на почти двукратное превышение показателей дополнительной добычи нефти и продолжительности эффекта при проведении ГРП, стоит отметить на порядок меньшую стоимость реперфорации. Исходя из этого, рекомендуется также в будущем основным методом механизированного воздействия на пласт использовать реперфорацию скважин.

Выводы и рекомендации

Исходя из проведенного анализа, можно сделать следующие выводы:

1. В будущем основным методом механизированного воздействия на пласт использовать реперфорацию скважин в связи с её более низкой ценой.
2. Необходимо более детально подходить к отбору скважин-кандидатов для проведения ГРП и корректировать методику проведения ГРП исходя из геофизических параметров скважин.
3. Следует воздержаться от проведения мероприятий по механическому воздействию на пласт с низким пластовым давлением и плохой гидродинамической связью с нагнетательным фондом.

Литература:

1. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2012–2015. – Т. 1–4.
2. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 576 с.
3. Пластоиспытательное оборудование для гидродинамических исследований пластов нефтяных и газовых скважин / П.С. Варламов [и др.]. – Уфа : Уфимский полиграфкомбинат, 2004. – 620 с.
4. Геоинформатика нефтегазовых скважин / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
5. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
6. Скважинные фильтры / А.А. Третьяк [и др.]. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2019. – 228 с.
7. Григулецкий В.Г., Савельев Ю.П. Направленный многостадийный гидравлический разрыв пласта. Особенности технологии. Контроль и управление свойствами технологических жидкостей. Часть 1 // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 8. – С. 18–25.
8. Григулецкий В.Г., Савельев Ю.П. Направленный многостадийный гидравлический разрыв пласта. О динамических и температурных полях при измерении показателей технологических жидкостей. Часть 2 // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. – № 7. – С. 15–20.
9. Харьягинское месторождение: результаты внедрения инновационной технологии мониторинга работы скважин для карбонатной залежи / О.Н. Зощенко [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – № 2. – С. 66–70.
10. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Гидродинамические исследования скважин Северо-Харьягинского месторождения // Новые технологии – нефтегазовому региону: материалы Всероссийской с международным участием научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных (19–20 мая 2015 года, г. Тюмень). – Тюмень : ТюмГНГУ, 2015. – Т. 1. – С. 253–256.



11. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Анализ результатов опробования и испытания скважин Средне-Харьягинского нефтяного месторождения // Ежемесячный научный журнал «Актуальные проблемы гуманитарных и естественных наук» № 04 (75) апрель 2015. Ч. IV. Материалы I Международной научной конференции «Проблемы науки и научного познания». – М. : Научно-информационный издательский центр и редакция журнала «Актуальные проблемы гуманитарных и естественных наук», 2015. – С. 185–192.

12. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Техника и технология строительства эксплуатационной вертикальной скважины на Южно-Харьягинском нефтяном месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 1. – С. 216–239.

13. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Шиян С.И. Исследование износостойких покрытий буровых труб при строительстве эксплуатационной скважины на Южно-Харьягинском нефтяном месторождении // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 3. – С. 278–284.

14. Опыт применения новых материалов и инновационной технологии цементирования 168-мм эксплуатационной колонны на Харьковском месторождении / А.В. Самсоненко [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2011. – № 5. – С. 31–34.

15. Опытные-промышленные работы по внедрению потокоотклоняющих технологий на Харьковском месторождении / Ю.М. Трушин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 9. – С. 52–57.

References:

1. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repair of oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.

2. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremichuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.

3. Plast-testing equipment for hydrodynamic research of oil and gas wells / P.S. Varlamov [et al.] – Ufa : Ufa Printing Works, 2004. – 620 p.

4. Geoinformatics of oil and gas wells / V.V. Popov [et al.]. – Novocherkassk : Publishing house «Lik», 2018. – 292 p.

5. Savenok O.V., Kachmar Y.D., Yaremichuk R.S. Oil and gas engineering in well development. – M. : Infra-engineering, 2019. – 548 p.

6. Well filters / A.A. Tretiak [et al.] – Novocherkassk : Publishing house «Lik», 2019. – 228 p.

7. Griguletsky V.G., Savelyev Y.P. Directional multistage hydraulic fracturing. Features of technology. Control and management of the properties of technological fluids. Part 1 // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2015. – № 8. – P. 18–25.

8. Griguletsky V.G., Savelyev Y.P. Directional multistage hydraulic fracturing. About dynamic and temperature fields when measuring the indicators of technological fluids. Part 2 // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2016. – № 7. – P. 15–20.

9. Kharyaginskoye field: results of introduction of innovative technology of well operation monitoring for carbonate deposit / O.N. Zoshchenko [et al.] // Oil. Gas. novation. – 2019. – № 2. – P. 66–70.

10. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Hydrodynamic research of wells in the North Kharyaga field // New technologies – oil and gas region: materials of All-Russian scientific-practical conference of students, graduate students and young scientists with international participation (19–20 May 2015, Tyumen). – Tyumen : TyumSOGU, 2015. – Vol. 1. – P. 253–256.

11. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Analysis of the results of sampling and testing wells Sredne-Kharyaga oil field // Monthly scientific journal «Actual problems of humanities and natural sciences» № 04 (75) April 2015. Part IV. Proceedings of the I International scientific conference «Problems of science and scientific cognition». – M. : Scientific Information Publishing Center and the editorial board of the journal «Actual problems of humanities and natural sciences», 2015. – P. 185–192.

12. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Technique and technology of construction of a production vertical well at the Yuzhno-Kharyaginskoye oil field // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2020. – № 1. – P. 216–239.

13. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S., Shiyani S.I. Study of wear-resistant coatings of drill pipes during the construction of a production well at the Yuzhno-Kharyaginskoye oil field // Bulatov Readings. – 2020. – Vol. 3. – P. 278–284.

14. Experience of using new materials and innovative technology of cementing of 168-mm production casing at Kharyaginskoye oil field / A.V. Samsonenko [et al.] // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2011. – № 5. – P. 31–34.

15. Experimental-industrial works on introduction of flow-deflecting technologies at Kharyaginskoye mestoro / Y.M. Trushin [et al.] // Neftyanoye osobstvo. – 2018. – № 9. – P. 52–57.