

Научная статья
УДК 662.276
<https://doi.org/10.24143/1812-9498-2023-3-37-41>
EDN RJCXEH

Подходы к разработке гидроразрыва пласта и оптимизация к повышению продуктивности скважин

**Елена Валерьевна Егорова¹, Олеся Александровна Смолянская²✉,
Надежда Алексеевна Пименова³**

¹⁻³*Астраханский государственный технический университет,
Астрахань, Россия*

^{2,3}*ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»,
Волгоград, Россия, Olesya.Smolyanskaya@lukoil.com*✉

Аннотация. Рассмотрены вопросы подхода и оптимизации продуктивности скважин вследствие проведения гидравлического эффективного мероприятия по увеличению интенсивности притока нефти на Кудиновском месторождении. Решение задачи для подбора оптимальной геометрии трещины ГРП основано на подборе его технологии, которая учитывает различные особенности пласта и конструкции скважины. В результате проведенного анализа была обоснована и предложена технология проведения ГРП. В ходе исследования применялись методы теоретического и эмпирического познания, заключающиеся в классификации и анализе существующих моделей ГРП, в применении математического и численного моделирования работы скважины с трещинами гидроразрыва, в измерении и анализе промысловых данных работы скважин с ГРП. Результаты исследований могут свидетельствовать о перспективности данного направления и могут быть рекомендованы к применению при разработке нефтенасыщенных отложений.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, нефтенасыщенные отложения, горизонтальная скважина, математическое моделирование, углеводород, газоконденсатонефтяные, терригенные коллекторы, интенсификация добычи

Для цитирования: Егорова Е. В., Смолянская О. А., Пименова Н. А. Подходы к разработке гидроразрыва пласта и оптимизация к повышению продуктивности скважин // Нефтегазовые технологии и экологическая безопасность. 2023. № 3. С. 37–41. <https://doi.org/10.24143/1812-9498-2023-3-37-41>. EDN RJCXEH.

Original article

Approaches to hydraulic fracturing development and optimization to increase well productivity

**Elena V. Egorova¹, Olesya A. Smolyanskaya²✉,
Nadejda A. Pimenova³**

¹⁻³*Astrakhan State Technical University,
Astrakhan, Russia*

^{2,3}*LUKOIL-Engineering, LLC,
Volgograd, Russia, Olesya.Smolyanskaya@lukoil.com*✉

Abstract. The issues of the approach and optimization of the productivity of wells due to the hydraulic effective measures to increase the intensity of oil inflow at the Kudinovsky field are considered. The solution of the problem for selecting the optimal fracture geometry of the hydraulic fracturing is based on the selection of hydraulic fracturing technology which takes into account various features of the formation and the design of the well. As a result of the analysis the technology of hydraulic fracturing was justified and proposed. In the course of the study the methods of theoretical and empirical knowledge were applied. These methods consist in the classification and analysis of existing hydraulic fracturing models, in the application of mathematical and numerical modeling of the operation of a well with fracturing fractures and in the measurement and analysis of field data of the operation of wells with hydraulic fracturing. The results of the research may indicate the prospects of this direction and may be recommended for use in the development of oil-saturated deposits.

Keywords: hydraulic fracturing, oil-saturated deposits, horizontal well, mathematical modeling, hydrocarbon, gas-condensate-oil, terrigenous reservoirs, production intensification

For citation: Egorova E. V., Smolyanskaya O. A., Pimenova N. A. Approaches to hydraulic fracturing development and optimization to increase well productivity. *Oil and gas technologies and environmental safety*. 2023;3:37-41. (In Russ.). <https://doi.org/10.24143/1812-9498-2023-3-37-41>. EDN RJCXEH.

Введение

Широко распространенный в последнее время гидроразрыв пласта (ГРП) в нефтяной промышленности рассматривается как эффективный метод воздействия на призабойную зону скважин и как технология, увеличивающая приток нефти. Технология основана на механизме возникновения и распространения трещин в горных породах как при однократном, так и многократном ГРП. Опубликованные работы по ГРП в большинстве случаев относятся к вертикальному типу скважин, а информация и опыт его проведения в горизонтальных скважинах, особенно при многократном ГРП (МГРП), достаточно узки. Это связано с тем, что процессы и теоретические исследования эффективности применения многостадийного ГРП в горизонтальных скважинах в условиях анизотропного неоднородного коллектора, а также определение оптимального количества стадий гидроразрыва с оценкой расстояний между создаваемыми трещинами, практически мало исследованы [1]. В условиях широкого развития технологий применения МГРП на практике необходимость теоретических исследований усиливается.

Применение ГРП на месторождениях нефти и газа

Технология ГРП основана, прежде всего, на понимании механизма формирования и распространения трещинной системы в породах, что позволяет просчитывать геометрию трещины и при необходимости оптимизировать ее параметры. Математическое моделирование процесса образования трещин в пласте в результате ГРП основано на законах теории упругости, физики пластов, теории фильтрации флюидов в пласте, а также термодинамики. Впервые теоретическую модель распространения трещины, которая получила общее признание, предложили Ю. П. Желтов, С. А. Христианович и Г. И. Баренблатт (модель I), позже Л. Р. Керном, Т. К. Перкинсом была предложена другая модель (модель II). Основное отличие этих моделей заключается в физической постановке задач.

В неоднородных и низкопроницаемых коллекторах результаты проведения ГРП неоднозначны: имеются примеры как положительного эффекта после проведения его в скважинах, приближенных к нагнетательным, так и множество отрицательных. В однородных продуктивных пластах увеличение длин трещин и их приближение к нагнетательным скважинам может привести к отрицательному результату, связанному с резким ростом обводненности [1].

В целом, наряду с успешными повсеместно встречается множество неудачных работ, связанных,

как правило, с преждевременным обводнением скважин. Нередки и операции, заканчивающиеся прямым ущербом, когда после ГРП не только не повышается продуктивность скважин, но они полностью обводняются с проблематичным осуществлением работ по водоизоляции притоков.

Результаты проведения операций по ГРП История Кудиновского месторождения

Истощение крупных месторождений углеводородов неизбежно повышает интерес разработчиков к объектам с низкой плотностью подвижных запасов. Такие запасы обычно относятся к трудноизвлекаемому в силу малой толщины продуктивных пластов и разобщенности залежей по изолированным резервуарам [2]. К таким объектам относится Кудиновское нефтяное поле Волгоградской области.

Месторождение было в пробной эксплуатации с 1966 г., введено в разработку в 1970 г. Технологической схемой планировалась разработка всех залежей и пластов пашийской и воробьевской толщ как единого объекта, на естественном режиме, общей треугольной сеткой добывающих скважин с расстояниями 750 м. В связи изолированностью скоплений углеводорода оказалось, что в зависимости от размеров залежи разрабатывались или несколькими, или одной скважиной. Большинство залежей в пашийском горизонте создавались одной или двумя скважинами. В воробьевском горизонте имеются более крупные объекты. Так, в пласте 1, залежь 2 эксплуатируется 10 скважинами, залежь 11 – 9 скважинами. В пласте 2 залежь 2 эксплуатируется 12, залежь 10 – 10, залежь 12 – 9 скважинами.

Специфической особенностью залежей Кудиновского месторождения является равенство начальных пластовых давлений давлению начала конденсации для газа и давлению насыщения нефти газом для нефтяных залежей и оторочек. В ходе разработки залежей по мере снижения пластового давления выделялся растворенный газ, в результате чего в пласте происходила фильтрация не однофазных, а двухфазных смесей. Фазовая проницаемость пористой среды при этом, как правило, снижается, и этим обычно объясняется падение продуктивности скважины. При значительных насыщениях конденсатом порового пространства проницаемость для газа также уменьшается, что имело место для многих газоконденсатных скважин при снижении пластового давления. В ряде нефтяных скважин дебит снижался до нуля из-за снижения фазовой проницаемости для нефти при скоплениях выделившегося газа в призабойной зоне пласта. По аналогичной причине после капитальных ремонтов, со-

провожающихся задавкой скважин соленой водой, ряд скважин перестали давать нефть, возможно из-за появления в призабойной зоне водной фазы.

После периода разработки на естественном режиме три наиболее крупные газоконденсатонефтяные залежи Кудинового месторождения (северный блок) стали эксплуатировать с поддержанием пластового давления (ППД). Опытные работы по закачке воды во 2 пласт воробьевских слоев были начаты с августа 1971 г., промышленная закачка воды в залежи северной части месторождения осуществляется с мая 1973 г. в бывшие добывающие скважины, нагнетательные не бурились. Использование ППД позволило стабилизировать пластовое давление и поднять коэффициент нефтеизвлечения до 0,3. В то же время повышение обводненности скважин привело к снижению дебита, что также может быть обусловлено появлением водной фазы при фильтрации.

Строение Кудинового месторождения с точки зрения проведения операций ГРП

С учетом современного опыта освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и газа Кудиновское нефтяное поле обладает наибольшим потенциалом на территории Волгоградской области. Большая площадь нефтеносности и большое количество залежей в отложениях терригенного девона делает этот объект особенно привлекательным для использования современных технологий интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи. Эффективность геолого-технических мероприятий определяется как условиями залегания и строением продуктивных резервуаров, так и оформлением технологических процессов. Эти данные являются основой для оценки эффективности проведенных операций на месторождении и разработки рекомендаций по выбору приоритетных объектов на ближайшее будущее.

В 2010–2013 гг. были проведены операции гидроразрыва на более современном оборудовании в 24 объектах в терригенном девоне. В большинстве операций получен положительный эффект, в ряде случаев прирост дебита нефти составил 20–30 м³/сут. Однако в некоторых случаях прироста получено не было. Терригенные коллекторы в преимущественно глинистой формации Кудинового месторождения практически полностью были насыщены углеводородами, любая продуктивная скважина может быть перспективной, поэтому эффективность планируемых операций будет лимитироваться, насколько применяемые технологии соответствуют свойствам геологического объекта.

Объектами ГРП являются песчаные тела в толще глинистых отложений толщиной в первые метры в пашийских и воробьевских отложениях. Глубина залегания 2 800–3 100 м. В пределах месторождения выделяется целый ряд антиклинальных складок значительной протяженности северо-восточного простирания, осложненных в ряде случаев локальными

поднятиями с амплитудой 10–100 м. Практически все выявленные ловушки оказались продуктивными.

Северно-западная часть Кудинового месторождения осложнена системой дизъюнктивных нарушений, ориентированных в основном параллельно оси складки. Максимальная амплитуда нарушений, достигающая ~100 м (на уровне воробьевских слоев), зафиксирована в скважине № 403. В южной части брахиантиклинали амплитуда достигает 80–90 м. Как в юго-западном, так и в северо-восточном направлениях (в пределах этого поднятия) амплитуда нарушений постепенно уменьшается до 13–15 м.

В районе скважины № 245, к юго-востоку от указанных нарушений, ответвляется сброс, прослеживаемый в ряде скважин (№ 29, 208, 27, 257 и др.) по выпадению мощностей из разреза скважин в отложениях комплекса девона. В результате нарушения южная периклиналиная часть складки опущена на 30–40 м.

Центральная часть площади включает в себя 4 антиклинальные линии северо-восточного простирания. Эта часть месторождения разбита системой малоамплитудных нарушений (10–30 м), протрассировать их на всем протяжении не всегда удается. Поэтому на структурных картах дана примерная схема расположения тектонических нарушений.

В южной части площади нарушения зафиксированы в скважине № 560 и др. на уровне ардатовских отложений.

Продуктивная толща пашийского горизонта содержит 6 промышленно газоносных пластов, имеющих индексацию (сверху вниз) 1а, 1б, 1в, 2а, 2б, 2в. К каждому из пластов приурочены от 1 до 26 залежей, контролируемых зонами распространения коллекторов, локальными поднятиями и тектоническими блоками. В пластах-коллекторах пашийского горизонта выявлены 73 залежи, в т. ч. 37 газоконденсатных, 16 газоконденсатонефтяных и 20 нефтяных. Особенности строения Кудинового месторождения обусловили тип ловушек: все они структурные, литологически или тектонически ограниченные. Залежи все пластовые.

Просмотр имеющихся геофизических планшетов показал, что можно выделить два типа резервуаров по воробьевским отложениям. Первый тип, наиболее распространенный, представлен двумя достаточно однородными пластами толщиной 4–6 м (скважины № 18, 32, 50, 67, 73, 123, 159, 162, 170, 173, 194, 406). Второй тип характеризуется расчленением этих пластов глинистыми прослоями. Получается слоистая толща (15–20 м), состоящая из чередующихся проницаемых и непроницаемых пластов (скважины № 31, 33, 40, 47, 71).

Анализ результатов ГРП

Объем проведенных ГРП на месторождении в 2010–2013 гг. (25 операций) и полученный эффект приведен в таблице.

Результаты проведения операций ГРП в 2010–2013 гг.

Results of hydraulic fracturing operations in 2010-2013

№ скважины	Горизонт	Способ эксплуатации*	Дата запуска	Добыча жидкости до мероприятия, м ³	Добыча нефти до мероприятия, т	Средний прирост нефти, т/сут	Максимальный прирост дебита нефти, т/сут	Накопленная дополнительная добыча на 01.01.2014	Время эффекта, сут	Время эффекта, лет
73	Psh	Фонтанный	13.09.2010	0	0	1,63	8,97	1742	1 069,4	2,9
223	Psh	ШГН	10.12.2010	3,44	2,57	13,81	21,35	13 235,1	958,5	2,6
406	Psh	ШГН	18.12.2010	7,78	5,64	25,66	35,75	26 081,6	1 016,3	2,8
106	Psh	УЭЦН	01.09.2012	1,12	1,12	0,64	1,35	233,8	363	1
81	Psh	УЭЦН	06.10.2012	0	0	16,33	38,17	6 961	426,2	1,2
518	Psh	ШГН	20.10.2012	1,14	0,02	3,1	8,73	1 278	411,6	1,1
202	Psh	УЭЦН	22.10.2012	1,5	1,09	8,69	14,16	3 284,5	377,9	1
250	Psh	УЭЦН	17.08.2013	1,84	0,29	5,6	11,06	526,3	93,9	0,3
111	Psh	УЭЦН	03.09.2013	0	0	3,79	5,74	445,3	117,6	0,3
109	Vrb	УЭЦН	25.12.2010	0,54	0,45	1,04	4,36	632,7	609,6	1,7
194	Vrb	УЭЦН	01.08.2012	3,14	0,35	6,38	11,9	2 731,2	428	1,2
97	Vrb	УЭЦН	11.08.2012	6,17	0,3	9,8	23,59	4 417,2	450,7	1,2
170	Vrb	УЭЦН	15.08.2012	1,99	0,73	12,2	22,03	4 364,5	357,8	1
32	Vrb	УЭЦН	19.08.2012	9,08	7,15	51,26	76,03	25 236,3	492,3	1,3
36	Vrb	УЭЦН	01.09.2012	0,27	0,27	2,17	4,56	328,8	151,5	0,4
377	Vrb	ШГН	20.12.2012	0	0	0,1	1,78	37,1	373,9	1
123	Vrb	УЭЦН	11.02.2013	0,93	0,76	12,78	19,04	4 103,5	321	0,9
383	Vrb	УЭЦН	18.05.2013	0	0	39,21	55,07	7 779,2	198,4	0,5
451	Vrb	УЭЦН	13.08.2013	0	0	0,38	0,89	53,7	140,5	0,4
33	Vrb	УЭЦН	17.08.2013	7,09	2,47	0	0	0	0	0
31	Vrb	УЭЦН	29.08.2013	0,15	0,09	0,02	0,02	0,6	30	0,1
515	Vrb	УЭЦН	30.08.2013	7,44	5,77	7,2	8,05	429,4	59,6	0,2
227	Vrb	УЭЦН	30.08.2013	3,23	2,64	6,28	12,32	742,1	118,1	0,3

* ШГН – штанговый глубинный насос; УЭЦН – установка электроприводного центробежного насоса.

Зависимость эффективности проведения ГРП от характера разреза можно рассмотреть на примере скважин № 31, 32 и 33, расположенных в северной части месторождения. В скважине № 32 получен самый большой прирост дебита нефти, который вырос с 7,15 м³/сут до максимального 76,03 м³/сут при среднем приросте 51,26 м³/сут. По скважинам № 31 и 33 результаты оказались прямо противоположными: по скважине № 31 прирост составил 0,02 м³/сут, по скважине № 33 прироста не было. Такое различие в результатах операции можно объяснить существенным различием в строении вскрытого скважинами разреза [3].

В скважине № 32 продуктивный резервуар представлен достаточно однородным пластом песчаника толщиной 12 м, в то время как в скважинах № 31 и 33 в этих интервалах продуктивный интервал представлен маломощными пластами чередующихся песчаника и глин. Хотя общая толщина песчаников в указанных скважинах сопоставима, раздробленность резервуара в скважинах № 31 и 33, видимо, явилось отрицательным фактором для получения эффекта от ГРП.

Отсутствие эффекта отмечено при проведении ГРП в воробьевских отложениях в скважинах № 109 и 377. Просмотр геофизических материалов по этим

скважинам показал, что продуктивные пласты здесь представлены маломощной (порядка 2 м) толщей песчаников.

Аналогичный результат просматривается по пашинским отложениям. При сравнительном анализе данных по скважинам № 106 и 406 скважина № 106 прирост составил 0,64 м³/сут, в скважине № 406 – 25,66 м³/сут. По геофизическим данным в скважине № 106 выделяются 2 разобщенных песчаных пласта толщиной 4 и 3,2 м, в скважине № 406 толщина продуктивного пласта составляет 12 м.

Заключение

Ограниченный размер резервуаров и их изоляция друг от друга, многофазное насыщение ведет к блокировке фильтрационных путей в призабойной зоне пласта.

Критериями для выбора приоритетных объектов являются большая толщина продуктивных пластов, высокие первоначальные дебиты и достаточно плавная кривая падения дебита [4].

Основным мероприятием для интенсификации добычи на Кудиноском месторождении, видимо, остается операция ГРП, т. к. в нем могут быть задействованы старые скважины, в которых снижена

продуктивность. Постоянный мониторинг и анализ результатов ГРП позволит правильно выбрать скважины-кандидаты для повышения эффективности мероприятий.

Использование технологии ГРП на месторождении позволило повысить эффективность геолого-

технических мероприятий и обеспечить значительный прирост добычи нефти. В результате проведения ГРП увеличивается дебит скважины, а экономический эффект обеспечивается за счет добычи дополнительного объема нефти.

Список источников

1. Бузинов С. Н., Умрихин И. Д. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. М.: Недра, 1984. 269 с.
2. Айшан Абдулла Мохаммед. Рекомендации по снижению обводненности скважин после ГРП на Кудиновском месторождении // Научное сообщество студентов XXI столетия. Естественные науки: электрон. сб. ст. по материалам LXXVII студен. Междунар. науч.-практ. конф. Новосибирск: Изд. АНС «СибАК», 2019. № 6 (76). С. 4–8. URL: <https://sibac.info/archive/nature/6%2876%29.pdf> (дата обра-

- щения: 10.09.2023).
3. Абрамов Т. А., Исламов Д. Э., Скородумов С. В. Исследование газоконденсатных скважин // Сб. науч. тр. VI Ежегод. науч.-техн. конф. Тюмен. студен. отд. об-ва инженеров нефтяников. Тюмень, 2012. С. 158.
4. Каменецкий С. Г., Кузьмин В. М., Степанов В. П. Нефтепромысловые исследования пластов. М.: Недра, 1974. 222 с.

References

1. Buzinov S. N., Umrikhin I. D. *Issledovanie neftnykh i gazovykh skvazhin i plastov* [Investigation of oil and gas wells and reservoirs]. Moscow, Nedra Publ., 1984. 269 p.
2. Aishan Abdulla Mokhammed. Rekomendatsii po snizheniiu obvodnennosti skvazhin posle GRP na Kudinovskom mestorozhdenii [Auchan Abdullah Mohammed. Recommendations for reducing the water content of wells after hydraulic fracturing at the Kudinovskoye field]. *Nauchnoe soobshchestvo studentov XXI stoletia. Estestvennye nauki: elektronnyi sbornik statei po materialam LXXVII studencheskoi mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii*. Novosibirsk, Publishing house of ANS "Si-bAK", 2019,

- no. 6 (76), pp. 4-8. Available at: <https://sibac.info/archive/nature/6%2876%29.pdf> (accessed: 10.09.2023).
3. Abramov T. A., Islamov D. E., Skorodumov S. V. *Issledovanie gazokondensatnykh skvazhin* [Investigation of gas condensate wells]. *Sbornik nauchnykh trudov VI Ezhegodnoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii Tiumenskogo studenteskogo otdeleniia obshchestva inzhenerov neftianikov*. Tyumen, 2012, pp. 158.
4. Kamenetskii S. G., Kuz'min V. M., Stepanov V. P. *Neftepromyslovye issledovaniia plastov* [Oilfield studies of reservoirs]. Moscow, Nedra Publ., 1974. 222 p.

Статья поступила в редакцию 22.05.2023; одобрена после рецензирования 24.07.2023; принята к публикации 11.09.2023
The article is submitted 22.05.2023; approved after reviewing 24.07.2023; accepted for publication 11.09.2023

Информация об авторах / Information about the authors

Елена Валерьевна Егорова – кандидат технических наук, доцент; заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений; Астраханский государственный технический университет; egorova_ev@list.ru

Elena V. Egorova – Candidate of Technical Sciences, Assistant Professor; Head of the Department of Oil and Gas Fields Development and Operation; Astrakhan State Technical University; egorova_ev@list.ru

Олеся Александровна Смолянская – магистрант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений; Астраханский государственный технический университет; инженер 2-й категории отдела гидродинамических и индикаторных исследований скважин; ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»; Olesya.Smolyanskaya@lukoil.com

Olesya A. Smolyanskaya – Master's student of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields; Astrakhan State Technical; engineer of the 2nd category of the department of hydrodynamic and indicator studies of wells; LUKOIL-Engineering, LLC; Olesya.Smolyanskaya@lukoil.com

Надежда Алексеевна Пименова – магистрант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений; Астраханский государственный технический университет; инженер 2-й категории отдела мониторинга строительства скважин на море и на суше; ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»; pimenova.n@mail.ru

Nadejda A. Pimenova – Master's student of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields; Astrakhan State Technical University; engineer of the 2nd category of the department for monitoring the construction of offshore and onshore wells; LUKOIL-Engineering, LLC; pimenova.n@mail.ru

