

О необходимости бурения дополнительных стволов в скважинах нефтяных месторождений Казахстана

В.О. Богопольский, к.т.н.,

А.Г. Абишев,

Г.А. Бейлярова

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности

e-mail: elena_drill@mail.ru

Ключевые слова: боковые стволы, бездействующие скважины, оптимизация добычи, восстановление скважин, гидроразрыв пласта.

Одним из основных приоритетных направлений развития нефтегазодобывающей промышленности становится оптимизация добычи углеводородного сырья на действующих месторождениях. В мировой практике наряду с бурением горизонтальных скважин, гидроразрывом пласта и внедрением новых методов увеличения нефтеотдачи пласта, возрождаются и "старые" методы. Одним из них является восстановление бездействующих скважин методом резки и бурения вторых стволов.

Еще в 1960-е годы на нефтяных месторождениях Баку начали применять данный метод, который в эти же годы нашел свое продолжение на нефтяных промыслах Эмбы. Однако низкий уровень технического вооружения не дал возможности его широкому распространению. Промышленность страны не выпускала специальных инструментов, не разрабатывались мобильные установки большой грузоподъемности, что могло бы дать техническую базу для повышения эффективности этих работ.

В конце 1990-х годов в целях оптимизации добычи нефти назрела необходимость возврата к "старым" скважинам и осуществлению бурения вторых стволов с целью обхода зон загрязнения коллектора или механических препятствий (аварийных участков), а также вскрытия невыработанных скоплений углеводородов, что дало бы значительную экономию средств по сравнению с бурением новых скважин.

В последнее десятилетие на месторождениях Эмбы, как и в других регионах с длительно эксплуатирующимся фондом скважин, наблюдается падение объемов добычи нефти, обусловленное рядом причин, среди которых

немаловажную роль играет постоянное увеличение фонда неработающих эксплуатационных скважин. Основными причинами выхода скважин в неработающий фонд являются высокая обводненность продукции, аварии с внутрискважинным оборудованием в процессе эксплуатации механизированного фонда нефтяных скважин и проведения текущего и капитального ремонта скважин (КРС). Именно по причине аварий с внутрискважинным оборудованием, требующих больших экономических и временных затрат при традиционных методах реанимации скважин, многие из них были переведены из простаивающего в бездействующий фонд.

Следующей причиной вывода скважин в бездействующий фонд явилось обводнение глубоких фонтанирующих скважин Прорвинской группы месторождений вследствие ограниченной глубины установки погружных насосов и снижения градиента пластового давления в процессе разработки месторождения. Именно поэтому некоторые скважины на отмеченных месторождениях были переведены в бездействующий фонд, либо ликвидированы по геологическим причинам из-за высокой обводненности продуктивных горизонтов и невозможности перехода на нижележащий эксплуатационный объект.

И, наконец, на многих месторождениях имеются законсервированные разведочные скважины (Юго-Восточное Новобогатинское и др.). Работы по расконсервации этих скважин из-за их длительного простоя не дают положительного эффекта. Это объясняется большим радиусом проникновения фильтрата бурового раствора на водной основе в призабойную зону, набуханием глинистых частиц в горной породе и, соответственно, снижением проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП), когда скин-фактор достигает большой величины. Именно по этой причине дебит скважины после расконсервации многократно ниже, чем при испытании скважин в процессе их строительства, а работы по обработке ПЗП не дают положительных результатов.

Поэтому, когда скважины не могут быть выведены из бездействия обычными технологиями КРС в силу технологической сложности и/или экономической нецелесообразности, восстановление скважин методом резки и бурения вторых стволов является единственно приемлемым в технологическом и экономиче-

ском отношении методом повторного ввода скважин в эксплуатацию.

За последние годы только в "Эмбаунайгаз" проведены работы по резке и бурению боковых стволов в двенадцати скважинах. Из них работы по забуриванию бокового ствола (ЗБС) проведены в четырех скважинах. Три скважины в разное время были ликвидированы по техническим причинам и затем путем ЗБС возвращены в действующий фонд. Одна скважина находилась в действующем фонде с низким дебитом, так как нижняя часть была в аварийном состоянии. Эти скважины по настоящее время работают в фонтанном режиме. Также были восстановлены три ранее ликвидированные скважины НГДУ "Прорвамунайгаз". Добыча нефти из этих скважин составила 11088 т и, несмотря на то, что работы были произведены с тяжелых буровых установок "Уралмаш-3Д" (дорогостоящие монтаж, демонтаж и переборка), работы на всех трех скважинах также окупались. Еще две скважины в настоящее время также продолжают работать в фонтанном режиме, а одна работает в механизированном фонде, и из них добыто 41499 т нефти.

Qazaxistanın neft yataqlarında quyularda əlavə lülələrin qazılmasının zəruriliyi haqqında

V.O. Boqopolski, t.e.n., A.Q. Abişev, G.A. Bəylərova
Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti

Açar sözlər: yan lülələr, işləməyən quyular, hasilatın optimallaşdırılması, quyuların bərpa edilməsi, layın hidravlik yanılması.

Məqalədə yan lülələrin kəsilməsi və qazılması metodu ilə işləməyən (o cümlədən ləğv edilmiş) quyuların işləyən fonda qaytarılması üzrə Qazaxıstan neftçixarma şirkətlərinin təcrübəsi təqdim edilmişdir.

Qazaxıstan yataqlarının (Akingen, Cənub-Şərqi Novobogatinokoye, S.Nurjanov adına, Kulsarı) şəraitləri üçün məhsuldar layın quyudibi zonasının kollektor xassələrinin saxlanması üzrə müxtəlif texnologiyalara baxılmışdır.

Tədqiqatlar göstərir ki, metod yüksək effektivliyə malikdir və xərclər qısa müddətdə özünü ödəyir, bu da neftçixarma şirkətlərinə istehsalata qoyulmuş maliyyə ehtiyatlarını qaytarmağa və layihənin investisiya cazibəsini artırmağa imkan verir.

On necessity of drilling additional boreholes in Kazakhstan oil fields

V.O. Bogopolski, Cand.in Tech.Sc.,
A.G. Abishov, G.A. Baylarova
Azerbaijan State University of Oil and Industry

Keywords: sidetracks, idle wells, production optimization, well recovery, hydraulic fracturing.

The paper considers the possible technologies on the maintenance of reservoir properties of bottomhole zone in productive stratum for field conditions in Kazakhstan (Akingen, South-Eastern Novobogatinokoe, S.Nurjhanov field, Kulsary, etc.).

The experience of Kazakhstani oil-gas producing companies in returning idle wells (including abandoned ones) to the operating well stock by the method of kickoff and sidetracking has been studied.

The research surveys showed high efficiency of this method and short time of payback, which will allow oil-gas producing companies to return quickly financial resources invested in production and increase investment attraction of the project.

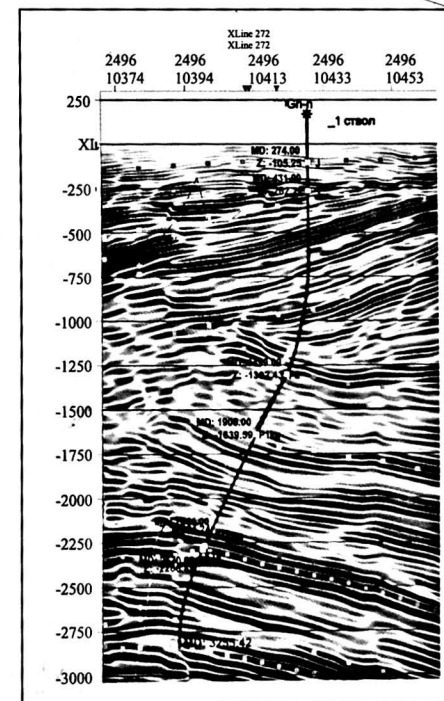


Рис. 1. Забуривание второго ствола на нижележащий горизонт

Самая первая восстановленная скв. 2 на месторождении Акингень НГДУ "Кульсарымунайгаз" дала 17406 т нефти и уже окупила все затраты на восстановление.

Исходя из положительных результатов работ и наработанного опыта, работы по ЗБС были продолжены в восьми скважинах. Из них семь скважин находились в ликвидированном фонде, а одна – в действующем.

Однако в этой скважине, вследствие невозможности эксплуатации горизонта с хорошим дебитом из-за аварии в нижней части скважины, эксплуатировался низкодебитный вышележащий горизонт. Зарезка и бурение второго ствола позволили нам вернуться к добыче нефти из нижележащего горизонта (рис. 1).

Отрицательный результат получен лишь по скв. 150 месторождения им. С.Нуржанова, которая, как и другие скважины на этом месторождении, в свое время была ликвидирована как полностью обводнившаяся. Первоначально предполагалось, что обводнение скважин происходит вследствие негерметичности нижней части эксплуатационных колонн и наличия межпластовых перетоков жидкости из-за слабой изоляции зон между пластами, и поэтому в них были проведены работы по ЗБС, которые полностью окупились, несмотря на то, что результаты по скв. 150-Нуржанова оказались отрицательными, на скв. 220-Кульсары – работы приостановлены по технической причине, из-за наличия негерметичности в приустьевой зоне.

В целом же после ЗБС по ОАО "Эмбаунай-

газ" суммарный экономический эффект составил 753.1 млн. тенге.

Добыча нефти и газа – сложный и трудоемкий процесс, требующий значительных затрат. Как уже отмечалось, многие месторождения "КазМунайГаза", находящиеся сегодня в разработке, открыты несколько десятков лет назад, что также сказывается на процессе добычи нефти.

Так, на месторождениях, которые прошли пик добычи, поддержание уровня добычи и его наращивание планируется за счет бурения новых горизонтальных скважин и зарезки боковых стволов, совершенствования системы управления заводнением и поддержания пластового давления [1, 2], проведения работ по интенсификации добычи таких как гидроразрыв [3] и соляно-кислотная обработка пласта [4] (рис. 2).

Также планируются работы по проведению опытно-промышленных испытаний по закачке полимерных растворов и водогазового воздействия [5]. В случае получения положительного результата, использование этих технологий будет расширено (рис. 3).

Анализ статистических данных по скважинам, выведенным из консервации показывает, что дебит после их расконсервации на порядок ниже, чем при испытании после завершения бурения скважины.

Одно из таких месторождений – месторождение Юго-Восточное Новобогатинское НГДУ "Жаикмунайгаз", где разведочные скважины были пробурены в середине 1980-х гг.,

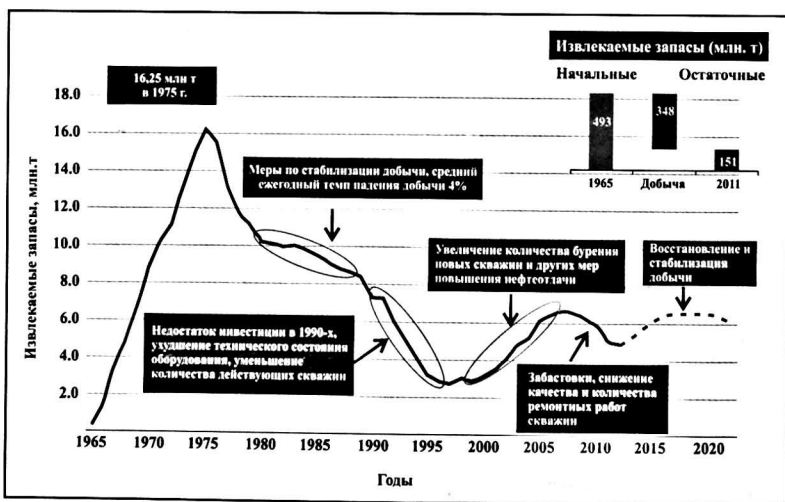


Рис. 2. Статистические данные по скважинам



Рис. 3. Диаграмма потенциальных мер для роста добычи

а их расконсервация и ввод в эксплуатацию были проведены в 1997 г.

Первоначальные суточные дебиты нефти из некоторых скважин достигали при испытании 58 т.

Однако, при вводе их в эксплуатацию после длительной консервации, скважины дали продукцию со значительно меньшим дебитом. Имеющиеся стандартные технологии по вызову притока, обработке ПЗП различными кислотами и ПАВами, дополнительной перфорации интервалов с использованием мощных перфораторов американского производства, компримированию и закачке воздушных подушек не дали положительных результатов.

Главными причинами низкого дебита явились следующие факторы:

- значительное увеличение радиуса проникновения фильтрата бурового раствора в продуктивный пласт;
- набухание глинистых частиц, содержащихся в породе, что привело к снижению проницаемости ПЗП;
- проникновение твердой фазы бурового раствора и утяжелителя бурового раствора в ПЗП;
- малый радиус действия имеющихся в настоящее время перфораторов;
- длительное нахождение скважины в консервации, что привело к вышеуказанным результатам;
- несовершенство технологии ввода скважин в консервацию.

В настоящее время в мире имеются различные технологии по сохранению коллекторских свойств призабойной зоны продуктивного пласта. Для этого необходимо пересмотреть инструкции по консервации скважин и применить такие технологии как использование буровых растворов на масляной (нефтяной) основе, высокоингибированных инертных буровых растворов, растворов без твердой фазы, использование модифицированных дисперсных кремнеземов и т.д.

Однако все вышеприведенные технологии могут быть использованы только при бурении скважин и вводе их в консервацию и неприемлемы для условий месторождений, подобных Юго-Восточному Новобогатинскому. Бурение же новой скважины связано с большими финансовыми затратами. Поэтому остается два возможных пути повышения дебита таких скважин: проведение гидроразрыва пласта (ГРП) и забуривание бокового ствола с отходом от старого ствола.

Использование первого метода ограничено как высоким градиентом пластового давления, и соответственно, высоким градиентом ГРП, так и техническим состоянием крепи скважины вследствие использования взрыв-пакеров, различных скважинных скребков и фрезеров, применявшихся ранее для разбуривания взрыв-пакеров и цементных мостов в колонне.

Поэтому единственным методом повышения дебита скважины, и соответственно, достижения высоких экономических показателей на месторождении Юго-Восточное Новобогатинское является зарезка "окна" в эксплуатационной колонне и ориентированное бурение бокового ствола (рис. 4).

Вышеприведенный опыт работ по возврату бездействующих скважин (в том числе ликви-

Методы	Тенденция
Фонд действующих скважин	Незначительный рост
Бурение вертикальных скважин	Незначительный рост
Бурение новых видов скважин (горизонтальные, многоствольные)	≈ 7 скважин в год
Зарезка боковых стволов	≈ 10 скважин в год
Гидроразрыв пласта	Значительное снижение

Рис. 4. Методы повышения дебита скважин

дированных) в действующий фонд методом за-
резки и бурения боковых стволов показывает
высокую эффективность данного метода и ко-
роткие сроки окупаемости затрат, что позволит

любой нефтедобывающей компании быстро
вернуть вложенные в производство финансо-
вые ресурсы и поднять инвестиционную при-
влекательность проекта.

Список литературы

1. *Апасов Т.К., Апасов Г.Т., Колев Ж.М., Черепанов А.С.* Анализ эффективности бурения и эксплуатации скважин с боковыми стволами в условиях высокого обводнения пластов // Успехи современного естествознания, 2016, № 12, ч. 1, с. 127-132.
2. *Kabdushev A.A., Betzhanova A.Z.* The problems of increasing reservoir productivity at the field Amangeldy // *ISI Theoretical & Applied Science* 07 (27), 2015, pp. 163-165.
3. *Магадова Л.А., Силин М.А., Малкин Д.Н., Гаевой Е.Г., Мариненко В.Н., Магадов В.Р.* Новые реагенты для гидравлического разрыва пласта // Территория Нефтегаз, 2011, № 11, с. 48-51.
4. *Сулейманов Б.А., Гусейнова Н.И., Рзаева С.Д., Тулешева Г.Д.* Промысловая реализация технологии очаговой кислотной обработки нагнетательных скважин на месторождении "Жетыбай" (Казахстан) // *SOCAR Proceedings*, 2018, № 1, с. 59-65.
5. *Шукманова А.А.* Оценка и анализ существующих технологий и опыта из мировой практики водогазового воздействия на пласт // *Вестник КазНТУ, науки о Земле*, 2015, № 1, с. 14-16.