

(8553) 31-00-68

Ханнанов М.Т., к.г.-м.н., доцент, Альметьевский государственный нефтяной институт, главный геолог НГДУ «Ямашнефть», тел.: (8553) 31-00-68

Burkhanov R.N., Candidate of Geological-Mineralogical Sciences, professor associate, Head of Department «Geology», Almetievsk State Oil Institute, phone: (8553) 31-00-68

Khazipov R.N., postgraduate student, Almetievsk State Oil Institute, phone: (8553) 31-00-68

Khazipov R.R., postgraduate student, Almetievsk State Oil Institute, phone: (8553) 31-00-68

Khannanov M.T., Candidate of Geological-Mineralogical Sciences, professor associate, Almetievsk State Oil Institute, Chief geologist of NGDU «Yamashneft», phone: (8553) 31-00-68

УДК 622.279.7

СПЕЦИФИКА КАПИТАЛЬНЫХ РЕМОНТОВ СКВАЖИН НА ЗАВЕРШАЮЩЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Д.А. Кряквин
(ООО «ТюменьНИИгазпрогаз»)

Капитальный ремонт скважин, завершающая стадия разработки месторождения, специфика

Well-workover operations, final stage of fields development, specific features

Specific features of well-workover operations at the final stage of the fields development.
Kryakvin D.A.

On the example of the gas field Medvezhie located in the North of West Siberia the specific features of well-workover operations at the final stage of oil and gas fields development are discussed. Some criteria of choosing wells to be repaired are proposed. The most optimal methods of well-workover operations at the final stage of the fields development are recommended. Fig.2, ref.4.

В настоящее время большинство месторождений нефти и газа Западной Сибири вступили в завершающую стадию разработки, которая характеризуется низкими пластовыми давлениями, высокой степенью обводненности и разрушением призабойной зоны пласта (ПЗП). Для сохранения проектных уровней добычи нефти и газа необходимо на должном уровне поддерживать техническое состояние эксплуатационного фонда скважин при своевременном и качественном проведении капитального ремонта скважин (КРС).

Рассмотрим это положение на примере Медвежьего месторождения, одного из наиболее проблемных месторождений природного газа Севера Западной Сибири. На месторождении в бездействии находится около 6 % эксплуатационного фонда скважин.

Основные причины ремонта скважин Медвежьего месторождения связаны с их обводнением вследствие подъема газовой воды (ГВК) выше интервала перфорации или конусным подтягиванием пластовых вод и поступлением пластовой воды в скважину по цементному камню, а также с разрушением ПЗП, выносом песка в скважину и образованием песчаных пробок, перекрывающих интервал перфорации, иногда более чем на 50 %.

Поэтому основным видом ремонтных работ на Медвежьем месторождении в последние годы были изоляция притока пластовых вод и крепление ПЗП с помощью передвижных подъемных агрегатов (ППА), а также освоение скважин после завершения ремонта с помощью колтюбинговых установок (рис. 1) [1].

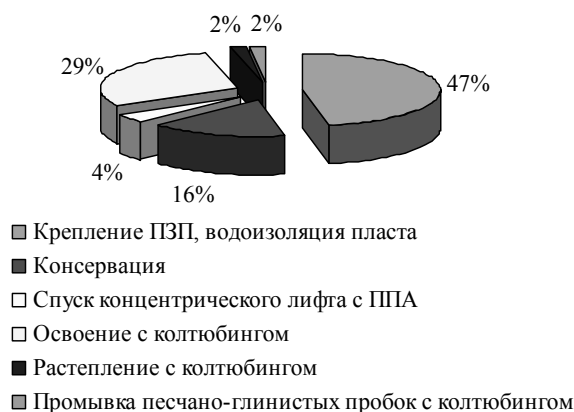


Рис. 1. Количество ремонтов скважин Медвежьего месторождения по видам работ

Всего выполнен 51 ремонт скважин, из них 26 скважинотремонтов проведены с ППА, 17 скважинотремонтов – с помощью колтюбинговой установки и восемь ремонтов связаны с консервацией скважин.

Средняя успешность ремонтных работ с позиции достижения цели ремонта составляет 90 %. Однако их эффективность с позиции увеличения дебитов не столь значительна, а иногда даже происходит снижение послеремонтного дебита по сравнению с доремонтным.

Подтверждением этому служит диаграмма величин дебитов (условных скважин) до ремонта, после ремонта и спустя 3 месяца после ремонта (рис. 2).

Анализ результатов КРС показывает, что лишь на трех скважинах (1, 3, 5) после завершения ремонтных работ произошло значительное увеличение дебитов. Остальные скважины работают с дебитами, сопоставимыми с доремонтными, а на трех скважинах (4, 7, 8) наблюдается значительное снижение дебитов, что, вероятно, связано с переходом на эксплуатацию вышележащих пропластков с более низкими коллекторскими свойствами, а также с кольматацией ПЗП в процессе КРС. При этом следует обратить внимание на то обстоятельство, что в сложившихся условиях отремонтированные скважины работают с минимальной допустимой производительностью, снижение дебитов не свидетельствует о неэффективности ремонтов. Наоборот, проведенные ремонты на этих скважинах явились профилактической мерой, предотвратившим возможную их остановку в ближайшем будущем. Подтверждением являются выводимые из бездействия скважины. Следует отметить их безусловную эффективность с позиции увеличения дебита. Однако и здесь наблюдается снижение со временем дебитов, уже выведенных из бездействия скважин (рис. 3).

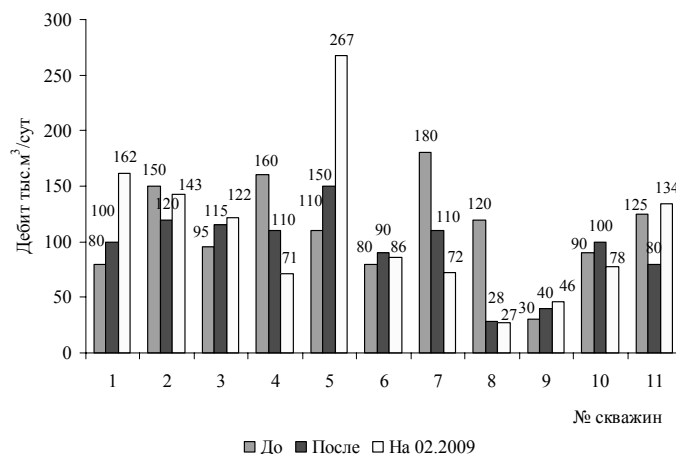


Рис. 2. Дебиты ремонтируемых скважин Медвежьего месторождения

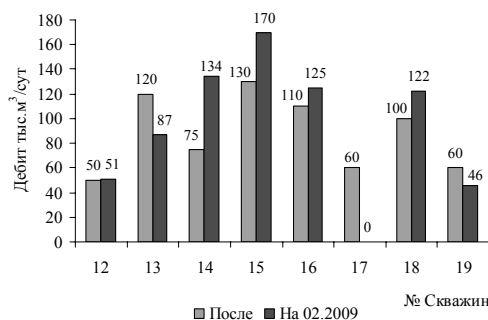


Рис. 3. Дебиты скважин, выведенных из бездействия на Медвежьем месторождении

На трех скважинах (13, 17 и 19) дебит снизился, причем на 17 скважине до нуля, и она простаивает по настоящее время.

В последние годы сложность и продолжительность КРС увеличивается [2]. Основной причиной является изменение геолого-технических условий разработки месторождения и необходимость по этой причине осуществлять комплексные ремонты.

При проведении работ по креплению ПЗП и водоизоляции на всех скважинах выполнялись работы по промывке пробок, по извлечению подземного оборудования (парков – скв. 2, 4, 7, 8, 10; клапанов-отсекателей – скв. 2), по ликвидации газопроявлений (скв. 1, 6, 7, 13), по интенсификации притока дополнительной перфорацией.

Помимо этого участились случаи возникновения аварийных ситуаций. На шести скважинах произошел прихват насосно-компрессорных труб (НКТ), причиной которого вероятнее всего явилась деформация эксплуатационных колонн в интервалах перфорации.

Почти на всех скважинах наблюдалось поглощение промывочных жидкостей, а в двух скважинах – поглощение тампонажных растворов.

На пяти скважинах ремонтные работы не дали положительных результатов. Основными причинами, не позволившими достичь положительного эффекта, являются:

- интенсивное поглощение при продавливании цементного раствора, которое происходило в интервалах коллекторов с высокими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС);
- отсутствие достоверной информации по подъему ГВК;
- существенное снижение газонасыщенности разрабатываемого пласта;

- наличие цементной корки, возникающей на забое при циклических работах по освоению скважин;
- вымыв незакрепленного коллектора в ствол скважины, который приводит к образованию песчаной пробки большой толщины, препятствующей поступлению газа из пласта.
- Таким образом, основными осложнениями при эксплуатации и ремонте скважин на месторождениях Западной Сибири, находящихся на заключительной стадии разработки, являются [3]:
- аномально низкое пластовое давление, из-за чего затруднены работы по глушению скважины, водоизоляции и креплению ПЗП, вызов притока газа из пласта;
- обводнение ПЗП;
- разрушение скелета пласта и вынос песка в скважину;
- образование песчаных пробок;
- снижение интервалов газонасыщенности, недостаточная толщина оставшегося газоносного интервала;
- наличие смятия эксплуатационных колонн, их разрушение в интервалах перфорации скважин;
- прихват НКТ;
- наличие воды в продукции и накопление песчано-глинистых пробок на забоях во время освоения скважин.

В связи с этим происходит постоянный поиск и испытание новых технологий и технологических жидкостей для проведения ремонтных работ. В последние годы на Медвежьем месторождении успешно прошли апробацию следующие технологии и технологические жидкости:

- технология глушения скважин с использованием блокирующего раствора на основе состава РГС-100 (удельный вес 1050 кг/м³; условная вязкость - 300 с) (ООО НПП «Ростектехнология»);
- промывочная жидкость на основе биополимера «МС Biohap», лигносульфоната КССБ, раствора хлористого кальция, ПАВ - поверхностно-активного вещества ОП-10 и газового конденсата (ОАО «СевКавНИПИГаз»);
- технология укрепления ПЗП с использованием суперпластификатора СП-1ВП и полипропиленового волокна (фибра) (ОАО «СевКавНИПИГаз»);
- технология изоляции притока пластовых вод с использованием водоизоляционной композиции «Монасил» (ОАО «СевКавНИПИГаз»);
- технология ликвидации межколонных газопроявлений с использованием герметизирующей композиции «Микродур» (ООО «ТюменНИИгипрогаз») [4];
- технология демонтажа трубной и колонной головок с использованием пакера ПРО-ЯМО 2-182 (ООО «Газпром подземремонт Уренгой»).

Все технологии прошли успешные испытания и рекомендуются для дальнейшего применения на скважинах месторождений Западной Сибири, однако, необходимо вести их дальнейшие испытания, не прекращая поиск и разработку новых технологий и технологических составов для проведения работ по КРС на завершающей стадии разработки месторождений.

Рекомендации

1. КРС на завершающей стадии разработки следует проводить без глушения. В случае необходимости глушение рекомендуется проводить с помощью гибкой трубы колтунинговой установки путем заполнения интервала перфорации блокирующей композицией без продавливания ее в пласт, а выше ствол скважины следует заполнять жидкостью глушения.

2. При выводе скважин из бездействующего фонда необходимо предусматривать работы не только по их вводу в эксплуатацию, но и по ликвидации этих скважин, если

исчерпаны все возможности по вовлечению их в эксплуатацию.

3. Необходимо продолжить апробацию разработанных технических решений, не прекращая разработку новых эффективных технологий для проведения ремонтно-изоляционных работ и освоения скважин, интенсификации добычи газа (обратные закачки, гидроразрыв пласта, применение ПАВ, кислотные обработки) в условиях anomalously низких пластовых давлений.

4. Для сохранения действующего фонда и повышения продуктивности низкодебитных скважин перспективным представляется бурение боковых стволов в недренированные и необводненные зоны простаивающих или низкопродуктивных скважин, что позволит освоить остаточные запасы газа в окрестностях скважин вскрытием неосложненных геологическими и технологическими причинами участков залежей или интервалов разреза.

5. При проведении ремонтных работ следует пользоваться критериями выбора скважин для КРС.

Промывку песчано-глинистых пробок необходимо проводить в скважинах с достаточно точным определением (установлением) текущей или остаточной газонасыщенности, интервал перфорации которых значительно перекрыт песчаной пробкой, дебит ниже проектного более чем на 50 %. Не нужно проводить промывку песчано-глинистых пробок в скважинах с газонеотдающими интервалами пластов или с близко расположенным ГВК. Наоборот, пусть имеющиеся песчано-глинистые пробки будут выполнять роль своеобразных герметизирующих экранов, предотвращающих продвижение пластовой воды к забоя скважины. Необходимо точное знание положения газонеотдающих и поглощающих интервалов, мест притока газа и воды, обводненных интервалов пласта. Промывку песчаных пробок следует осуществлять только с использованием колтюбинговых установок и с применением облегченных растворов.

Изоляцию притока пластовой воды следует проводить в скважинах, интервал перфорации которых значительно перекрыт столбом жидкости, наблюдается постоянный вынос воды, применение ПАВ для удаления жидкости с забоя скважины не приводит к положительному результату, наблюдается поступление пластовой воды по негерметичности эксплуатационной колонны. При проведении работ по изоляции притока подошвенных вод с помощью ППА для предотвращения кольятации и снижения ФЕС вышележащих продуктивных участков коллектора рекомендуется технология снижения проницаемости обводненной части пласта и последующей селективной изоляции с применением пакера, спускаемого на колонне НКТ для предотвращения загрязнения вышележащей продуктивной части коллектора. Водоизоляционные работы необходимо проводить в два этапа (полимер + цемент):

- первоначального закачивания, твердеющего в пластовых условиях изоляционного полимерного состава;
- последующего после технической паузы (36-48 ч) закачивания раствора портланд-цемента с химическими добавками для дозакрепления водоизоляционного экрана.

Закрепление ПЗП следует проводить в скважинах, где наблюдается вынос песка в результате разрушения пород-коллекторов вследствие воздействия выносимой пластовой воды и добываемого газа. Составы для крепления ПЗП должны исключать кольятацию. Недопустимо проведение работ по креплению ПЗП цементным раствором, так как это приводит к загрязнению ПЗП.

Ремонт или замену фонтанных арматур необходимо проводить на скважинах, оснащенных старыми фонтанными арматурами Бакинского производства и с негерметичными задвижками, в процессе плановых КРС. В случае негерметичности устьевого оборудования работы по устранению негерметичности с помощью установки цементного моста приводит к последующему загрязнению ПЗП и ухудшению ФЕС при разбуривании моста. Для ликвидации негерметичности устьевого оборудования следует вместо цементного моста устанавливать изоляционный пакер, что позволит снизить, если не полностью предотвратить, загрязнение ПЗП. Замену неисправных задвижек необходимо проводить под давлением, с привлечением противофонтанной службы.

Список литературы

1. Кряквин Д.А. Результаты капитального ремонта скважин на месторождении Медвежье в 2007 году // Результаты проведения геолого-технических мероприятий: Материалы совещания ведущих специалистов предприятий ОАО «Газпром» (Кисловодск, 18-22 февраля 2008 г.) - М.: ИРЦ Газпром, 2008.- С. 40-47.
2. Кустышев А.В. Некоторые закономерности капитальных ремонтов газовых скважин на месторождениях Западной Сибири // Известия вузов. Нефть и газ. 2007. № 3.- С. 12-17.
3. Кряквин Д.А., Кривенец Т.В., Кустышев А.В. Проблемы и пути их решения при выполнении КРС на Медвежьем месторождении // Геология, география и глобальная энергия. 2009. № 4.- С. 249-252.
4. Пат. 2373377 РФ. Е 21 В 33/138, С 09 К 8/467. Способ ликвидации межколонных газопровывлений в скважине / А.В. Кустышев, Д.А. Кряквин, Н.Е. Щербич, А.В. Немков, Д.А. Кустышев и др. (РФ).- № 2008110664, Заяв. 19.03.08; Опубл. 20.11.09, Бюл. № 32.

Сведения об авторе

Кряквин Д.А., аспирант, Тюменский государственный нефтегазовый университет, зав. сектором ООО «ТюменНИИгипрогаз», тел.: 8 (3452) 286-697

Kryakvin D.A., post-graduate student, Tyumen State Oil and Gas University, head of sector of the Limited Liability Company "TyumenNIIGiprogas", phone: +7(3452) 20-09-89

УДК 622.27

ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ ПОРОД ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СЕНОМАНСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ

В.В. Паникаровский, Е.В. Паникаровский, В.Н. Дубровский
(ООО «ТюменНИИгипрогаз», ООО «Газпром добыча Ноябрьск»)

Призабойная зона, устойчивость пород-коллекторов, сжимаемость пород

Bottomhole zone, reservoir rocks stability, rock compressibility

Determination of rocks stability at development of Cenomanian deposits. Panikarovskii V.V., Panikarovskii E.V., Dubrovskii V.N.

It is shown that the problems of completion and operation of wells, the bottomhole zone of which is formed by poor cemented reservoirs, are resulted from the sand recovery into the borehole and formation of sand plugs and caverns which leads to impairment of reservoir filtration properties and to a production decline. These problems solution is related with a determination of the maximum permissible differential pressure drawdown in the poor cemented reservoir rocks accounting for their strength properties. Fig. 3, ref. 8

Проблемы освоения и эксплуатации скважин, призабойная зона которых сложена слабосцементированными коллекторами, обусловлены выносом песка в ствол скважины и образованием песчаных пробок и каверн, что приводит к снижению фильтрационных характеристик пласта и падению дебита, поэтому без проведения предупредительных геолого-технических мероприятий дальнейшая эксплуатация таких скважин очень затруднительна.

Решение этих проблем связано с определением максимально допустимой депрессии на слабосцементированные породы-коллекторы с учётом их прочностных характеристик.

Исследования устойчивости пород-коллекторов при эксплуатации скважин показывают, что для большинства изучаемых пород нефтяных и газовых месторождений, уменьшение или увеличение объема пор пластов происходит в соответствии с законом