

**PhD., доцент Шуханова Ж.К., магистр Джусенов А.У.,
магистр Ерменов С.М., магистр Калменов М.У., магистр Бесбаева Н.А.**

*Южно-Казахстанский университет им.М.Ауэзова, Республика
Казахстан*

Методы повышения дебита скважин

Основной причиной низкого дебита скважин является невысокая природная проницаемость (дренажная способность) продуктивного пласта в зоне забоя скважины. С другой стороны при разработке и эксплуатации нефтяных месторождений, освоенных вертикальными скважинами, возникают проблемы [1]. Они обусловлены тем, что при добыче нефти поры пласта, в районе забоя постепенно забиваются взвесями. В результате вместе с падением пластового давления эксплуатация таких скважины становится экономически не выгодной и их консервируют. Восстановление таких скважин является важной задачей.

Для повышения дебита скважин используют следующие физические методы: гидоразрыв пласта (ГРП); бурение горизонтальных скважин в продуктивном пласте; электромагнитное воздействие; волновое воздействие на пласт.

Из всех перечисленных методов наибольшее увеличение дебита скважин даёт метод ГРП. Это искусственный метод увеличения природной проницаемости продуктивных пластов в зоне забоя скважины. В этом методе в забое скважины методами перфорации создаются каналы. Далее в эти каналы нагнетается жидкость под давлением превышающим давление гидоразрыва пласта. Это приводит к растягиванию пласта. Для предотвращения смыкания трещин их забивают пропантом. Пропантом являются мелкая галька, речной песок, гранулы специальных сплавов. Пропант выполняет две функции – он не позволяет щели обратно сомкнуться после гидоразрыва и обеспечивает возможность протекания нефти, воды, газа в щели.

Проанализируем более подробно этот метод. За счет ГРП в 2010 г. В России дополнительно было добыто 45,2 млн. тонн нефти, что составляет 37% от всего объема дополнительной добычи по крупным нефтяным компаниям России. Применение ГРП на различных скважинах приводит, как правило, к увеличению дебита скважин, по отношению к значению до обработки, в среднем в 3,7 раза. Более конкретно в 27% скважин кратность извлечения выросла до 2 раз, в 22,9% от 2 до 4 раз, в 29,8% скважин от 4 до 10 раз, в 20% скважин в более чем 10 раз. Среднее увеличение добычи нефти по скважинам составило – 8,9 тыс. т.

Для проведения ГРП, в первую очередь, выбираются скважины с небольшим дебетом. Наибольшее количество ГРП приходится на эти скважины. Например, на скважины с дебетом менее 2 т/сут приходится 31% ГРП. На скважины с дебетом от 2 до 5 т/сут приходится 25,8% ГРП. На скважины с дебитом от 5 до 10 т/сут приходится 23,4% ГРП. На высокодебитные скважины с дебитом более 10 т/сут приходится только 17,7% ГРП.

Другим показателем использования ГРП является масса закачиваемого в гидроразрывы расклинивающего пропанта. Из практического опыта проведения ГРП по количеству закаченного пропанта имеются следующие скважины. В 33,0% скважин после ГРП было закачено 7 – 10 т пропанта. В 27,1% скважин было закачено 5 – 7 т пропанта, в 7,2% скважин было закачено 15 т пропанта.

Применение ГРП позволяет увеличить объёмы добычи нефти на уже эксплуатируемых месторождениях, а не за счёт открытия новых месторождений. Это очень важно в связи с большим ростом потребления нефти в мире. Например, в США за счёт применения ГРП на скважинах поздней стадии разработки общая добыча нефти увеличилась на 20 – 25%. В России этот показатель составляет всего 6% (2006 г). Другим уже хорошо разработанным и используемым на практике методом повышения дебита скважин, является бурение горизонтальных скважин (ГС) [2,3].

Старые месторождения обводняются, запасы переходят в разряд трудноизвлекаемых. В этой связи в последнее время все больше внимания уделяется бурению горизонтальных, боковых стволов в

законсервированных скважинах бездействующего фонда. При этом на ряде месторождений бурение горизонтальных стволов завершают проведением многостадийного гидроразрыва пласта. Такие операции позволяют существенно повысить коэффициент извлечения нефти. Горизонтальный ствол скважины существенно снижает гидравлическое сопротивление движению флюида (нефти, воды и газа) в околоскважинном пространстве. Поэтому одним из критериев эффективной эксплуатации является максимальное удаление горизонтального ствола от водонефтяного, газонефтяного или газоводяного контактов. Так как подавляющее большинство нефтегазовых залежей – водоплавающие, мощность нефтеносной части пласта является определяющей при выборе объекта для бурения горизонтального ствола.

В этом десятилетии, в условиях нарастающей добычи нефти из месторождений, перешедших в завершающую стадию разработки, метод зарезки боковых горизонтальных стволов получил широчайшее применение.

Например, в России за счёт зарезки боковых стволов дополнительно добыто – 20 млн. тонн (17%), а за счёт бурение горизонтальных скважин – 18,4 млн. тонн (16%).

Технология строительства боковых стволов более наукоемкая, на всех этапах используется сложное оборудование. На месторождениях, находящихся на последней стадии разработки, не стоит задача просто пробурить боковой ствол с горизонтальным участком, а провести его там, где есть «целик» нефти; так, чтобы не коснуться подстилающей воды. Для этого на этапе планирования проводится геологическое моделирование пласта с использованием мощных вычислительных средств со соответствующим программным обеспечением, а на этапе проводки – непрерывное уточнение разреза по данным телеметрической системы.

Наиболее часто встречающимися осложнениями при строительстве горизонтальных скважин и зарезке боковых стволов на депрессии являются неустойчивость стенок скважины, в ряде случаев – недостаточная надежность оборудования.

С горизонтальными стволами (боковыми стволами) решаются задачи добычи остаточных запасов нефти и увеличения нефтеотдачи из зон, недоступных другим методам повышения нефтеотдачи. Непосредственные затраты при строительстве горизонтальных скважин и зарезке боковых стволов, конечно, выше, чем при разработке месторождений вертикальными скважинами, но если проследить всю цепочку затрат, а главное, отдачу от вложений, то горизонтальное бурение экономически целесообразно.

В настоящее время около 50 фирм из более чем 20 стран мира освоили технику и технологию бурения горизонтальных скважин с длиной горизонтальной части ствола до 4760 м.

Практический опыт показывает, что бурения горизонтальных скважин обеспечивает: значительное повышение отбора нефти; создание новой геометрии дренирования пласта; рост производительности при наличии вертикальных трещин; рентабельность разработки низкопродуктивных и практически истощённых пластов.

В сравнении с ГРП бурение горизонтальных скважин значительно сложнее и дороже. Поэтому логично, что лидером по количеству дополнительно добываемой нефти являются ГРП. Далее идут бурение горизонтальных скважин и бурение боковых стволов. ГРП по своим технологическим возможностям является наиболее эффективным методом, применяемым при разработке пластов с очень низкими фильтрационно-емкостными характеристиками, и выступает не только как способ интенсификации добычи нефти, а по существу как способ разработки низкопроницаемых коллекторов и как способ повышения нефтеотдачи. На месторождениях нефтяных компаний, работающих в России, с каждым годом возрастают объемы бурения горизонтальных и наклонно-направленных скважин. Например, по сравнению с 2000 г. число пробуренных горизонтальных скважин к 2010 г. увеличилось почти вдвое – 578 единиц.

Электромагнитное воздействие. Метод основан на использовании быстрого объемного нагрева флюида в пласте при воздействии него сверхвысокочастотного (СВЧ) электромагнитного поля. Зона воздействия определяется способом создания (в одной скважине или между несколькими), напряжения и частоты электромагнитного поля.

Нагрев обусловлен наличием в флюиде дипольных молекул воды и ионов солей, кислот растворённых в воде. При воздействие на флюид СВЧ электромагнитного поля дипольные молекулы воды начинают интенсивно вращаться, а ионы солей, кислот интенсивно колебаться. Вследствие трения частиц друг об друга выделяется теплота трения вызывающая быстрый, объёмный нагрев всего флюида. Нагрев приводит к деэмульсации нефти (расплавлению гудронных, смолистых оболочек капель жидкости), снижению температуры начала кристаллизации парафина. Уменьшается вязкость нефти, увеличивается пластовое давление вследствие выделения растворенных газов и испарения легких фракций из углеводородной пластовой жидкости. Зона теплового воздействия определяется способом создания СВЧ электромагнитного поля в пласте, напряженностью, частотой, а также электрическими свойствами флюида. Она мало зависит от коллекторских свойств пласта и начального притока нефти в скважину, что позволяет применять электромагнитное воздействие при одновременной эксплуатации скважин. Технология электромагнитного воздействия на продуктивный пласт показана на рисунке 1.

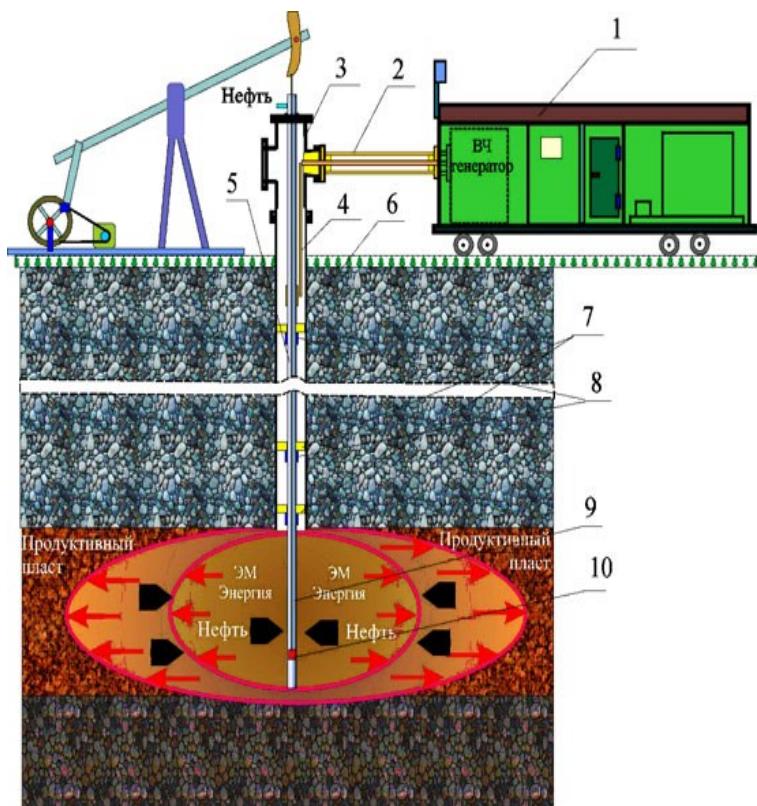


Рисунок 1 - Технология электромагнитного воздействия на продуктивный пласт

Применение СВЧ электромагнитного поля вызывает снижение поверхностного натяжения на границе раздела фаз нефть – вода, нефть – порода, что повышает коэффициент вытеснения за счёт доотмыва плёночной и капиллярно-удерживающей нефти.

Волновое воздействие на пласт. Известно множество способов волнового и термоволнового (вибрационного, ударного, импульсного, термоакустического) воздействия на нефтяной пласт или на его призабойную зону.

Основная цель технологии – ввести в разработку низкопроницаемые изолированные зоны продуктивного пласта, слабо реагирующие на воздействие системы ППД, путем воздействия на них упругими волнами, затухающими в высокопроницаемых участках пласта, но распространяющимися на значительное расстояние и с достаточной интенсивностью, чтобы возбуждать низкопроницаемые участки пласта.

Применением таких методов можно достичь заметной интенсификации фильтрационных процессов в пластах и повышения их нефтеотдачи в широком диапазоне амплитудно-частотной характеристики режимов воздействия. При этом положительный эффект волнового воздействия обнаруживается как в непосредственно обрабатываемой скважине, так и в отдельных случаях, при соответствующих режимах обработки проявляется в скважинах, отстоящих от источника импульсов давления на сотни и более метров. То есть при волновой обработке пластов принципиально можно реализовать механизмы как локального, так и дальнего площадного воздействия.

Литература

1. Обзор современных методов повышения нефтеотдачи пласта petros.ru/worldmarketoil/?action=show&id=267
2. Алиев З.С., Шеремет В.В. Определение производительности горизонтальных скважин, вскрывших газовые газонефтяные пласти. – М.: Недра, 1995. – 131 с.
3. Применение гидравлического разрыва пласта. Перевод с англ. Малахов / Jennings A.R., Enhanced P.E. – 2003.