

УДК 622.279.8

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТЫ С НАЛИЧИЕМ ГАЗОВОЙ ШАПКИ С ЦЕЛЬЮ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ И УТИЛИЗАЦИИ НИЗКОНАПОРНОГО ПОПУТНОГО ГАЗА НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Зятиков Павел Николаевич¹,
zpavel@tpu.ru

Мазитов Руслан Фаритович²,
MazitovRuF@tmn.lukoil.com

Волков Павел Валерьевич²,
VolkovPV@tmn.lukoil.com

Захарова Наталья Павловна²,
ZaharovaNP@tmn.lukoil.com

¹ Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

² ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», Россия, 625026, г. Тюмень, ул. Республики, 143а.

Актуальность исследования обусловлена тем, что в настоящее время на территории Западной Сибири находится большое количество залежей нефтяных оторочек, пластов с высоким газосодержанием или наличием газовой шапки. В них сосредоточена огромная доля запасов. Разработка таких залежей простыми методами (например, жесткий водонапорный режим) затруднительна, так как на них наблюдается резкое снижение пластового давления и невозможность его восстановления данными механизмами. Необходимо рассматривать альтернативные способы воздействия для вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов углеводородов. В статье рассмотрено совместное применение водогазового воздействия с утилизацией попутного нефтяного газа. Методика обусловлена тем, что в первую очередь разработан механизм компримирования газа и смешивания с жидкостью для поддержания пластового давления. Совместная методика водогазового воздействия позволит эффективно воздействовать на залежи с высоким содержанием газа, а также позволит исключить необходимость утилизации попутного нефтяного газа вследствие ведения технологических процессов.

Цель: исследовать и предложить метод применения водогазового воздействия с утилизацией попутного нефтяного газа для участков с высоким темпом падения пластового давления.

Объект: залежи с высоким содержанием растворенного и свободного газа, находящиеся в разработке.

Методы: теоретические методы для обоснования способа повышения давления газа и способности его смешивания с жидкостью для поддержания пластового давления, аналитические и расчетные методы.

Результаты. Была получена методика компримирования и смешивания попутного нефтяного газа, рассмотрена методика применения водогазового воздействия при помощи программного обеспечения, и доказана эффективность метода.

Ключевые слова:

Попутный нефтяной газ, компримирование, водогазовое воздействие, поддержание пластового давления, компрессор, водогазовая смесь, пластовое давление, давление насыщения нефти газом, сепаратор.

Введение

Со временем пластовое давление на участках отбора нефти и газа снижается, а традиционный метод компенсации, водонапорный режим, не дает требуемого эффекта [1]. Чтобы создать поршневой эффект для вытеснения углеводородов в пласте и увеличить пластовое давление, необходимо рассматривать альтернативные способы воздействия на залежь. Одним из таких способов является водогазовое воздействие [2, 3]. В производственной практике встречаются различные способы водогазового воздействия на пласт, например, закачка сухого или жирного газа, азота или углекислого газа, а также водогазовой смеси в пласт с её приготовлением непосредственно на насосе в пластовых условиях. Каждая из этих методик эффективна при различных геологических и технологических

условиях объектов разработки [4, 5]. В статье рассматривается технология водогазового воздействия путем закачки водогазовой смеси в поверхностных условиях. Данная методика наиболее эффективна для разработки трудноизвлекаемых запасов на месторождениях, характеризующихся наличием газовой шапки или нефтяной оторочки. Разработка таких объектов обусловлена низким коэффициентом извлечения нефти из-за прорывов газа и воды в период эксплуатации.

Закачка водогазовой смеси (ВГС) как вытесняющего агента уже применяется в России на месторождениях с нефтяной оторочкой и показывает достаточно хорошие результаты [6].

В статье рассмотрена модернизация применения данной технологии закачки ВГС с целью увеличения КИН при разработке подгазовых зон нефтеконденсатных месторождений.

Применение водогазового воздействия

Применение технологии закачки ВГС является эффективным методом увеличения нефтеотдачи на пластах или участках залежей в подгазовой зоне (наличие газовой шапки) и нефтяных оторочках [7, 8]. Рассматриваемая технология имеет ряд преимуществ в отличие от других технологий водогазового воздействия:

- 1) повышает нефтеотдачу пласта за счет достижения:
 - более высокого коэффициента вытеснения при наличии газа;
 - более высокого коэффициента охвата при наличии воды;
- 2) ограничивает темпы прорыва воды в добывающие скважины;
- 3) имеет возможность применения технологии:
 - составе действующей системы ППД;
 - как на отдельных скважинах, так и на конкретных объектах разработки;
- 4) является рациональным решением проблемы утилизации попутного газа на промыслах [9–11].

При подготовке ВГС нет ограничений по составу смешиваемого газа, и поэтому можно смешивать сухой газ, обогащенный, жирный, вплоть до широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ), что очень важно для увеличения нефтеотдачи, потому что можно менять реологию жидкости [12, 13]. Также данный факт очень важен для утилизации газа любого ряда углеводородов с расположенных рядом объектов.

При понижении давления ниже давления насыщения газ начинает выделяться из нефти. Это приводит к дегазированию жидкости и возникновению в пласте двухфазной фильтрации – газ плюс нефть. Для режима растворенного газа характерен высокий темп падения пластового давления, увеличение газового фактора. При определенных условиях газ в пласте способен выделяться из жидкости (закачиваемой в скважины ППД) и восполнять энергию пласта, при этом необходимо соблюдать технологический режим закачки, чтобы полученное пластовое давление не превышало давление насыщения и залежь работала по характеру вытеснения газовой репрессии [14, 15].

В период работы скважин в режиме $R_{пл} = R_{нас}$ на забое скважины газ прорывается к отверстиям перфораций добывающих скважин. Образуются два конуса: газ сверху, нефть плюс вода снизу, продукция загасывается и обводняется. Рассматриваемая технология водогазового воздействия ориентирована на работу залежи при давлении ниже давления насыщения и недопущение прорыва газа, а также на исключение подтягивания конуса воды.

Технологию можно совмещать с нестационарным воздействием для перераспределения фильтрационных потоков жидкости (ПФПЖ) и вовлечения в разработку слабо дренируемых зон.

При оптимальном расчете метода, подборе скважин-кандидатов можно снизить объем газа на утилизацию с регламентируемых 95 до 100 %.

Эффективная реализация закачки ВГС зависит от наличия:

- достаточного объема газа и воды, соответствующих проектным;
- качественного оборудования.

По геологическим свойствам технология более применима к однородным пластам, но также применима и на залежах, характеризующихся латеральной и вертикальной неоднородностью, каковыми являются по большей своей части нефтяные оторочки. Главное условие – наличие свободного газа. Применение технологии наиболее эффективно при условии, когда пластовое давление ниже давления насыщения для работы в режиме газовой репрессии. Если внедрять технологию закачки водогазовой смеси на стадии, когда давление в пласте выше давления насыщения, воздействие будет неэффективным. Так как при давлении выше давления насыщения поступающий газ извне будет растворяться в нефти, а на забое дегазироваться, что пагубно сказывается на работе насосного оборудования.

Предлагаемая схема применения водогазового воздействия

Как уже упоминалось выше, технология закачки ВГС успешно применяется на месторождениях Восточной Сибири [6, 7]. Схема подготовки ВГС состоит из линии нагнетания от компрессора, которая подключается в водовод высокого давления, который по стандартной схеме идет от кустовой насосной станции (КНС) до кустов скважин и непосредственно в нагнетательные скважины или врезается в водовод на кусту скважин в составе блочной кустовой насосной станции (БКНС). Для работы данной схемы необходим высоконапорный компрессор для перекачки горючих жидкостей и газов. На вход компрессоров подается низконапорный нефтяной попутный газ. Коэффициент компримирования составляет порядка 15–20. Промысловый опыт показывает, что данная схема малоэффективна, так как:

- для обеспечения высокого значения компримирования необходимо высокотехнологичное оборудование, что напрямую влияет на его стоимость;
- для компримирования большого расхода необходимо две ступени повышения давления;
- для стабильной работы системы необходимо наличие резервных агрегатов для каждой ступени;
- для «обвязки» компрессора необходимы вспомогательные линии, дренажные линии, линии сброса излишнего давления, датчики расхода, давления, температуры смеси, температуры подшипников, что проблематично, если агрегат устанавливается вдали от блока управления;
- необходимо проводить обход и осмотр оборудования каждые 2 часа;
- возможны частые аварийные остановки компрессора [8–10].

Поэтому в работе предлагается рассмотреть другую схему закачки ВГС в пласт. Принципиальное отличие данной схемы состоит в том, что повышение давления газа (для растворения в жидкости) будет происходить по ступеням и при помощи энергии

нагнетаемой воды путем смешения в эжекторе и разделения в сепараторе [11, 12].

На рис. 1 представлен один из программных расчетов смешения низконапорного газа с жидкостью от кустовой насосной станции для закачки в пласт с ито-

говым давлением 164,4 атм. Степень повышения давления насосов первой очереди составляет 2,5. Степень повышения давления насосов второй очереди составляет 2.

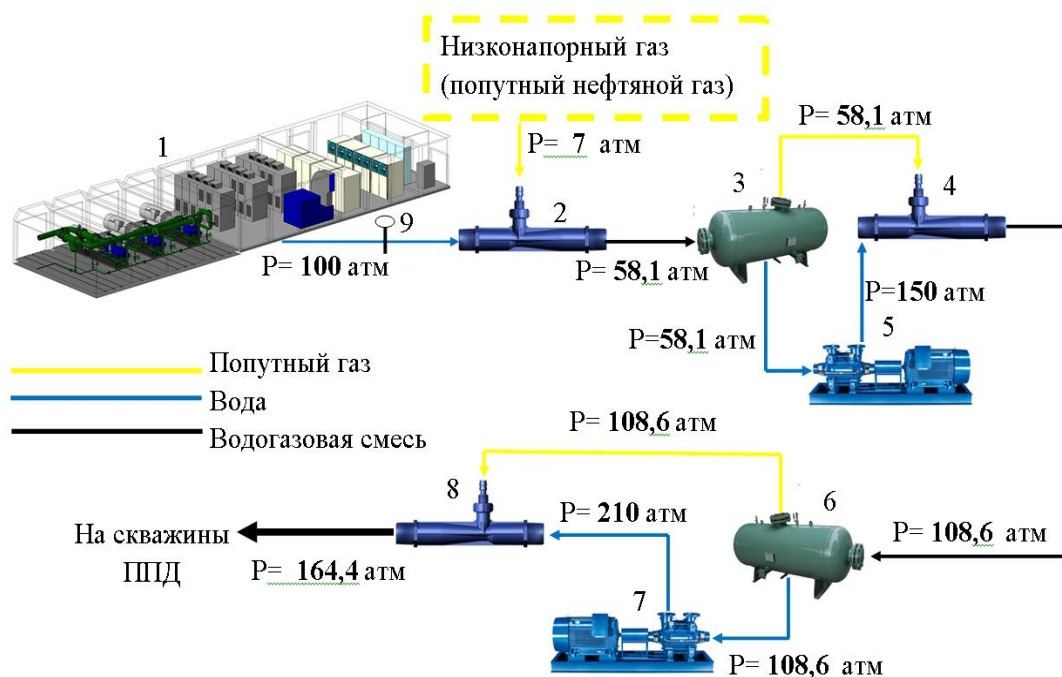


Рис. 1. Предлагаемая схема подготовки водогазовой смеси (1 – кустовая насосная станция; 2, 4, 8 – эжектор; 3, 6 – сепаратор; 5, 7 – насос; 9 – регулирующий клапан)

Fig. 1. Proposed scheme for preparation of a water-gas mixture (1 – cluster pumping station; 2, 4, 8 – ejector; 3, 6 – separator; 5, 7 – pump; 9 – control valve)

С линии высокого давления от КНС подается вода (давление на насосах КНС регулировать нет необходимости) с требуемым давлением, которое поддерживается клапаном – 9 согласно установочному значению датчика давления. Далее вода поступает на эжектор – 2 [ВН поток], в который подается попутный газ [НН поток]. Смесь перемешивается и поступает на сепаратор – 3, где разделяется на воду и газ, но с уже большим давлением газа. Далее газ поступает на эжектор – 4, а вода сначала на высоконапорный насос – 5, а затем на эжектор – 4 вход [ВН поток].

После смешивания смесь идет на сепаратор второй ступени – 6. Далее смесь разделяется, и газ с еще большим давлением выходит из сепаратора и поступает на эжектор – 8 [НН поток], а вода сначала на высоконапорный насос – 7, затем на вход эжектора – 8 [ВН поток]. На выходе из эжектора получается готовая водогазовая смесь, которая с определенным давлением закачивается через скважины ППД в пласт [13–15].

Расчет применения технологии водогазового воздействия на гидродинамическом симуляторе

Для оценки эффективности предлагаемой схемы закачки ВГС был произведен расчет дополнительной добычи нефти в гидродинамическом симуляторе T-Navigator. Для более точных расчетов была построена композиционная модель XX куста скважин на ме-

сторождении. При создании композиционной модели, где задан компонентный состав для каждой фазы (в отличие от модели «летучей нефти»), была получена более детальная картина распределения запасов, изучена особенность массообменных процессов внутри пласта (рис. 2) [16, 17].

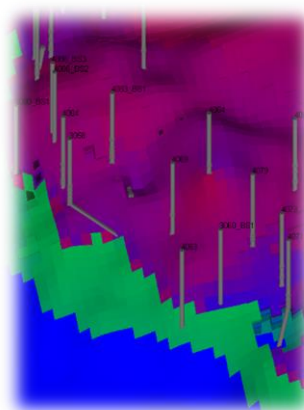


Рис. 2. Композиционная модель куста скважин

Fig. 2. Compositional model of the well cluster

Цветовые обозначения на схеме: фиолетовый – газовая составляющая, зеленый – нефть, эмульсия, синий – пластовая вода.

При расчете эффекта прироста добычи рассматривалось три варианта разработки для сравнения:

- 1) добыча нефти путем вытеснения с исходной схемой разработки (две скважины ППД с закачкой воды);
- 2) добыча нефти модернизированной схемой закачки (перевод из добывающего фонда двух скважин в систему ППД).

Прирост добычи нефти составил порядка 33 тыс. т после модернизации системы ППД.

- 3) добыча нефти модернизированной схемой закачки с внедрением технологии водогазового воздействия и переводом в ППД двух скважин из добывающего фонда.

Прирост добычи нефти составил порядка 85 тыс. т после модернизации системы ППД и ВГВ (рис. 3).



Рис. 3. Изменение уровней добычи нефти при модернизации системы ППД

Fig. 3. Change in oil production levels during modernization of the reservoir pressure maintenance system

Расчет проводился за 50 лет разработки. Прирост КИН составил 0,077 д. ед.

Оценка экономической эффективности

По результатам расчетов технологической эффективности применения ВГС рассчитана экономическая эффективность от модернизации технологии ППД с применением водогазового воздействия на залежь.

В табл. 1 рассмотрены затраты на обустройство системы для подготовки ВГС и закачки в пласт [18, 19].

Рассмотрим экономические показатели за рентабельный период при реализации проекта (табл. 2).

Дополнительные капитальные затраты на реализацию МУН по варианту № 3 составили 52 млн р. Чистый дисконтированный доход (NPV) при повышении КИН на 0,077 д. ед составил 472 млн р. (рис. 4).

Таблица 1. Инвестиции на реализацию проекта

Table 1. Investments for the project implementation

Наименование/Name	Количество Quantity	Сумма, млн р. Amount, million rubles
Капитальные затраты/Capital expenditures		52
Эжектор/Ejector	3	1
Высоконапорные насосы типа КМ80-50-200 High-pressure pumps of the KM80-50-200 type	2	0,5
Работы по обустройству системы подготовки водогазовой смеси Work on the arrangement of the water-gas mixture preparation system	2	10
Трубопровод высокого давления DN 80, L=10 км (до врезки в основную систему ППД и обустройства системы подготовки) High pressure pipeline DN 80, L=10 km (before insertion into the main RPM system and arrangement of the preparation system)	1	35
Клапанные сборки, расходомеры, алгоритмизация работы, прикладное ПО Valve assemblies, flow meters, work algorithms, application software	1	5
Аварийные и дренажные ёмкости V=64 м³ Emergency and drainage tanks V=64 m³	1	0,5
Эксплуатационные затраты/Operating costs		
Спецжидкости для работы установки/Special fluids for plant operation	200 л/год l/year	2
Итого/Total		54

Таблица 2. Экономические показатели

Table 2. Economic indicators

Показатель/Index	Единица измерения Unit of measurement	Сумма, млн р. Amount, million rubles
Средняя цена нефти Brent (номинальная) Average Brent oil price (nominal)	\$/бар/\$/bar	53,6
Налог на добычу полезных ископаемых Mineral extraction tax	млн р. million rubles	1 557
Капитальные вложения Capital investments		52
IRR (внутренняя норма доходности) Internal rate of return	%	46,66 %
DPP (дисконтированный период окупаемости) Discounted payback period	год/year	5
DPI (дисконтированный индекс доходности) Discounted profitability index	доли ед. share of units	–
NPV (чистый дисконтированный доход) Net present value	млн р. million rubles	472

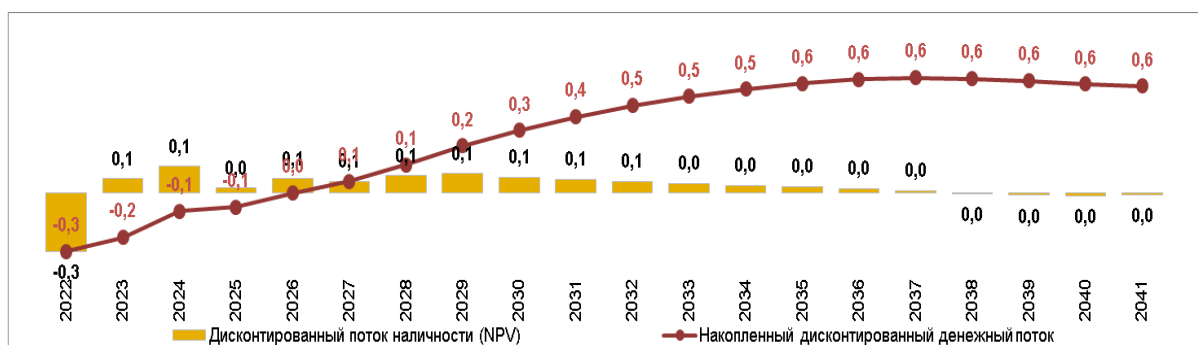


Рис. 4. Динамика дисконтированного денежного потока, млрд р.

Fig. 4. Dynamics of discounted cash flow, billion rubles

Закключение

Проведены аналитические расчеты, изучена и предложена методика водогазового воздействия с совместной утилизацией попутного нефтяного газа при подготовке смеси, а также технология смешивания низконапорного газа с водой системы поддержания пластового давления для закачки в пласт. Данная методика позволит оказывать воздействие на залежи с высоким содержанием газа с целью увеличения охвата продуктивного пласта заводнением, а также воздействием газовой репрессией, что приведет к увеличению нефтеотдачи [20].

Технология закачки водогазовой смеси позволит увеличить выработку запасов при разработке подгазовых зон нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных месторождений на 10–20 %, что сделает разра-

ботку нефтяных оторочек экономически рентабельной. Предлагаемая схема подготовки и закачки водогазовой смеси имеет невысокую стоимость обустройства, что делает систему экономически эффективной.

Для автоматизированного расчета смешения газа и жидкости, а также оценки итогового пластового давления разработано и зарегистрировано специализированное программное обеспечение на языке программирования на C shell. Программа позволяет анализировать пластовое давление, режим работы установки по подготовке смеси, вычислять необходимое количество расхода реагента. Любые совпадения с реальными значениями добычи являются случайными. Приведенные данные не несут прогнозный характер, а являются показателями эффективности применения данной технологии.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Оганесян С.А. Энергетическая стратегия России до 2020 г., ее реализация и перспективы развития ТЭК // Энергоназор и энергобезопасность. – 2006. – № 2. – С. 30–38.
- Хисамутдинов Н.И. Проблемы извлечения остаточной нефти физико-химическими методами. – М.: ВНИ-ИОЭНГ, 2001. – 184 с.
- Выломов Д.Д. Оптимизация системы поддержания пластового давления путем закачки пластовой воды вместо пресной // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 7. – С. 13–18.
- Демахин С.А., Шипилов А.И. Многообразие кислотных систем для интенсификации дебита в сложных условиях // Нефтегазовая вертикаль. – 2019. – № 7. – С. 52–53.

- Щуров В.И. Техника и технология добычи нефти. – М.: Недра, 1983. – 510 с.
- Дроздов А.А., Телков В.П. Водогазовое воздействие на пласт: механизм действия, известные технологии. Насосно-эжекторная технология и насосно-компрессорная технология как ее разновидности // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2009. – № 1. – С. 23–33.
- Nativ R. Injection of industrial wastewater in Israel: siting criteria for deep injection wells and associated problems // Soil and Water Sciences. – 1994. – V. 134. – P. 171–173.
- Moradi B. Calculation of temperature profile in injection wells // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2020. – V. 10. – P. 687–697.

9. Devold H. Oil and gas production handbook. – Oxford: Cambridge University Press, 2006. – 199 p.
10. Abgrall R. Discrete equations for physical and numerical compressible multiphase mixtures // Journal of Computational Physics. – 2016. – V. 186. – P. 361–396.
11. Габдрахманов Р.А. Оптимизация системы поддержания пластового давления путем закачки пластовой воды вместо пресной // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 7. – С. 44–49.
12. Пятибратов П.В. Повышение нефтеотдачи низкопроницаемых пластов на основе одновременно-раздельной добычи и закачки газа // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 3. – С. 55–61.
13. Напалков В.Н., Нургалиева Н.Г., Плотникова И.Н. Особенности применения метода соляно-кислотной обработки в кавернозно-трещиноватых карбонатных коллекторах высоковязких нефтей // Георесурсы. – 2009. – № 3 (31). – С. 44–45.
14. Muskat Morris. Oil Recovery – 100 percent // Industrial Engineering Chemistry. – 1953. – V. 45. – № 7. – P. 1401–1405.
15. Kermit E. The technology of artificial lift methods. – Singapore: Word Scientific Publ. Co., 1977. – 150 p.
16. Steward M. Surface production operations. – Saarbrücken: Lambert Academic Publ., 1999. – 186 p.
17. Фаттахов Р.Б. Применение объемных насосов при решении вопросов энергоэффективной эксплуатации системы поддержания пластового давления // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 7. – С. 54–57.
18. Moradi B. A thermal study of fluid flow characteristics in injection wells. – Saarbrücken: Lambert Academic Publ., 2013. – 145 p.
19. Economides M. Petroleum production systems. – Amsterdam: Elsevier Science, 1993. – 177 p.
20. Жумагулов Б.Т., Мухамбетжанов С.Т. Моделирование вытеснения нефти с учетом массообменных процессов. – Алмата: КазгосИНТИ, 2004. – 252 с.

Поступила 11.05.2022 г.

Информация об авторах

Зятиков П.Н., доктор технических наук, профессор отделения добычи нефти Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Мазитов Р.Ф., начальник отдела планирования методов повышения нефтеотдачи пластов по объектам Нижневартовского свода ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть».

Волков П.В., ведущий инженер отдела анализа и проектирования технологий разработки месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть».

Захарова Н.П., старший научный сотрудник отдела планирования методов повышения нефтеотдачи пластов по объектам Сургутского свода ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть».

UDC 622.279.8

ANALYSIS OF THE APPLICATION OF THE TECHNOLOGY OF WATER AND GAS IMPACT ON THE FORMATIONS WITH THE PRESENCE OF A GAS CAP FOR INCREASING OIL RECOVERY AND UTILIZATION OF LOW-PRESSURE ASSOCIATED GAS ON THE EXAMPLE OF THE FIELDS OF WESTERN SIBERIA

Pavel N. Zyatikov¹,
zpavel@tpu.ru

Ruslan F. Mazitov²,
MazitovRuF@tmn.lukoil.com

Pavel V. Volkov²,
VolkovPV@tmn.lukoil.com

Natalia P. Zakharova²,
ZakharovaNP@tmn.lukoil.com

¹ National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

² Lukoil-Engineering,
143a, Respubliki street, Tyumen, 625026, Russia.

The relevance of the study is caused by the fact that at present there are practically no pure oil fields left on the territory of Western Siberia. A huge share of reserves is concentrated in oil rims, reservoirs with high gas pressure or the presence of a gas cap. The development of such oil fields by simple methods (for example, a rigid water pressure mode) is difficult, since there is a sharp decrease in reservoir pressure on them and the impossibility of its recovery by these mechanisms. It is necessary to consider alternative methods of influence to involve hard-to-recover hydrocarbon reserves in the development. The article discusses the combined use of water-gas treatment with the utilization of associated oil gas. The technique is caused by the fact that, first of all, a mechanism for gas compression and mixing with liquid has been developed to maintain reservoir pressure. The joint methodology of water-gas impact will allow effectively influencing reservoir with high gas pressure, and will also eliminate the need for utilization of associated oil gas due to technological processes.

The main aim is to research and suggest a method for using water-gas impact with the recycling of associated oil gas for areas with a rate of reservoir pressure drop.

Object: reservoir with high gas content under development.

Methods: theoretical methods to substantiate the way of increasing gas pressure and the ability to mix gas with liquid to maintain reservoir pressure, analytical and computational methods.

Results. The authors obtained the technique for compressing and mixing associated oil gas. The paper considers the technique for applying water-gas treatment using software. The effectiveness of the method was proved.

Key words:

Associated oil gas, compression, water-gas treatment, reservoir pressure maintenance, compressor, water-gas mixture, reservoir pressure, oil-gas saturation pressure, separator.

REFERENCES

- Oganesyan S.A. Energy strategy of Russia until 2020, its implementation and prospects for the development of the fuel and energy complex. *Energy supervision and energy security*, 2020, vol. 2, pp. 30–38. In Rus.
- Khisamutdinov N.I. *Problemy izvlechenia ostatnochnoy nefti fiziko-khimicheskimi metodami* [Problems of residual oil recovery by physicochemical methods]. Moscow, VNI-IOENG publ., 2001. 184 p.
- Vylomov D.D. Optimization of the reservoir pressure maintenance system by injecting produced water instead of fresh water. *Oil Industry*, 2020, vol. 7, pp. 13–18. In Rus.
- Demakhin S.A., Shipilov A.I. Variety of acid systems for intensification of flow rate in difficult conditions. *Oil and Gas Vertical*, 2019, vol. 7, pp. 52–53. In Rus.
- Shchurov V.I. *Tekhnika i tekhnologiya dobichi nefti* [Technique and technology of oil production]. Moscow, Nedra Publ., 1983. 510 p.
- Drozlov A.A., Telkov V.P. Water-gas impact on the formation: mechanism of action, known technologies. Pump-ejector technology and pump-compressor technology as its variety. *Proceedings of the Russian State University of Oil and Gas named after I.M. Gubkin*, 2009, vol. 1, pp. 23–33. In Rus.
- Nativ R. Injection of industrial wastewater in Israel: siting criteria for deep injection wells and associated problems. *Soil and Water Sciences*, 1994, vol. 134, pp. 171–173.
- Moradi B. Calculation of temperature profile in injection wells. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2020, vol. 10, pp. 687–697.
- Devold H. *Oil and gas production handbook*. Oxford, Cambridge University Press, 2006. 199 p.
- Abgrall R. Discrete equations for physical and numerical compressible multiphase mixtures. *Journal of Computational Physics*, 2016, vol. 186, pp. 361–396.
- Gabdrakhmanov R.A. Optimization of the reservoir pressure maintenance system by injecting produced water instead of fresh water. *Oil Industry*, 2020, vol. 7, pp. 44–49. In Rus.
- Pyatibratov P.V. Enhanced oil recovery of low-permeability formations based on simultaneous-separate production and injection of gas. *Oil Industry*, 2021, vol. 3, pp. 55–61. In Rus.
- Napalkov V.N., Nurgalieva N.G., Plotnikova I.N. Features of the application of the method of hydrochloric acid treatment in cavernous-fractured carbonate reservoirs of high-viscosity oils. *Georesursy*, 2009, vol. 3, pp. 44–45. In Rus.
- Muskat Morris. Oil Recovery – 100 percent. *Industrial Engineering Chemistry*, 1953, vol. 45, pp. 1401–1405.

15. Kermit E. *The technology of artificial lift methods*. Singapore, Word Scientific Publ. Co., 1977. 150 p.
16. Steward M. *Surface production operations*. Saarbrücken, Lambert Academic Publ., 1999. 186 p.
17. Fattakhov R.B. The use of positive displacement pumps in solving the issues of energy efficient operation of the reservoir pressure maintenance system. *Oil industry*, 2013, vol. 7, pp. 54–57. In Rus.
18. Moradi B. *A thermal study of fluid flow characteristics in injection wells*. Saarbrücken, Lambert Academic Publ., 2013. 145 p.
19. Economides M. *Petroleum production systems*. Amsterdam, Elsevier Science, 1993. 177 p.
20. Zhumagulov B.T., Mukhambetzhano S.T. *Modelirovaniye vytesneniya nefi s uchetom massoobmennyykh protsessov* [Modeling of oil displacement taking into account mass transfer processes]. Almaty, KINTI Publ., 2004. 252 p.

Received: 11 May 2022.

Information about the authors

Pavel N. Zyatikov, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Ruslan F. Mazitov, chief of section, Lukoil-Engineering.

Pavel V. Volkov, lead engineer, Lukoil-Engineering.

Natalia P. Zakharova, lead engineer, Lukoil-Engineering.