УДК 622.276

ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ МЕЗОЗОЙСКОЙ ЗАЛЕЖИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМ Ю. КОРЧАГИНА И ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОДДЕРЖАНИЮ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

♦♦♦♦♦

STUDY OF THE CURRENT STATE OF OIL RECOVERY OF THE MESOZOIC RESERVOIR OF THE YU. KORCHAGIN FIELD AND GEOLOGICAL AND TECHNICAL MEASURES TO MAINTAIN OIL AND GAS PRODUCTION

Степанов Р.И.
аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений,
Институт нефти и газа, СФУ
rusya.stepanov.2017@bk.ru

Аннотация. Продуктивные пласты мезозоя приурочены к юрско-меловым продуктивным отложениям. В составе которых выделяются средне и верхнеюрские залежи, а также нижне и верхнемеловые. Состав исследуемых залежей преимущественно терригенный порового типа, представленный песчаниками, мергелями, алевролитами и глинистыми породами. К рассматриваемым залежам приурочена основная доля запасов месторождения. Для их разработки требуется применение современных способов воздействия на призабойную зону, для поддержания уровней добычи углеводородов.

Ключевые слова: Юрско-меловые отложения, терригенный коллектор, залежь, нефтеотдача, месторождение им. Ю. Корчагина, геолого-технические мероприятия.

Stepanov R.I.
Postgraduate Student
of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields,
Institute of Oil and Gas, SFU
rusya.stepanov.2017@bk.ru

Annotation. Productive Mesozoic strata are confined to Jurassic-Cretaceous productive deposits. In their composition, Middle and Upper Jurassic deposits, as well as Lower and Upper Cretaceous ones, are distinguished. The composition of the studied deposits is predominantly terrigenous porous type, represented by sandstones, marls, siltstones and clay rocks. The bulk of the field reserves is confined to the considered deposits. Their development requires the use of modern methods of influencing the bottomhole zone to maintain hydrocarbon production levels.

Keywords: Jurassic-Cretaceous deposits, terrigenous reservoir, deposit, oil recovery, Yu. Korchagin field, geological and technical measures.

Юрские отложения подразделяются на верхний и нижний отдел. Средний отдел представлен байосским, батским и келовейским ярусом. Они сложены терригенными породами, с наличием слоев песчано-алевролитовых и глинистых пород. Региональной покрышкой служат алевритисто-глинистые пачки, залегающие в нижней части оксфордского яруса. Верхний отдел представлен оксфордскими кимериджскими и волжскими отложениями, с наличием слабо выраженного несогласия. В составе он имеет включения известковистых глин, мергелей и частично карбонатных пород, представленных известняково-доломитистыми разностями. Меловые отложения представлены нижним и верхним отделом [1]. Нижний отдел сложен терригенными породами, с чередованием песчаников, алевролитов, известняков и глинистых прослоев разной толщины. Также в составе имеются песчаники и алевролиты. Нефтегазоносная залежь, выявленная в неокоме приурочена к песчаникам готеривско-барремского возраста, с переслаиванием глин и алевролитов. Нижнемеловые отложения представлены неокомовским готеривском, барремском, аптском и альбским ярусом. В составе имеются мелкозернистые песчаники, с преобладанием алевролитов. Верхнемеловые отложения представлены сеноманским, туронским + коньякским ярусом, кампанским и маастрихтсим ярусом. Отдел представлен пачками глинисто-известковистых пород, с наличием слабо выраженного несогласия. Залежи мелового периода приурочены к неокомовскому возрасту.

Промышленная нефтегазоносность была выявлена в мезозойско-кайнозойском комплексе пород. В пределах продуктивного мезозоя выявлены газоконденсатные залежи в альбском и аптском ярусе нижнего мела средеюрского возраста, нефтегазоконденсатные в неокомовском надъярусе нижнего мела и в волжском ярусе верхней юры.

Мезозойские залежи пластово-сводовые, порового типа коллектора, с наличием многочисленных разрывных нарушений. Фильтрационно-емкостные свойства характеризуются следующими значениями: Толщина залежей по материалам ГИС составляет 2,8 м, эффективная газонасыщенная толщина 3,9 м, коэффициенты пористости по данным исследования керна составляет 0,32 д.ед, коэффициент газонасыщенности в среднем составляет 0,37 д.ед, коэффициент песчанистости составляет 0,94 д.ед.

Основной разрабатываемой залежью на месторождении им Ю. Корчагина является неокомовская, которая приурочена к мезозойскому возрасту. Она введена в полномасштабную разработку в 2011 году [2]. Разбуривание осуществляется применением скважин с горизонтальным окончанием стволов. При разработке применяются противопесочные фильтры. В пределах залежи неокомовского возраста пробурено 9 скважин, из которых 7 добывающих, 2 нагнетательных. Скважины эксплуатируются преимущественно фонтанным способом. В настоящее время идет активное внедрение механизированной добычи, с применением электроцентробежных насосов. Залежь разрабатывается смешанным режимом за счет возникновения энергии газовой шапки, упруговодонапорного режима и частичного поддержания плас-тового давления. Пластовое давление поддерживается закачкой добываемого газа как растворенного, так прорывного в газовую шапку. Однако в процессе эксплуатации специалисты нефтяники сталкиваются со сложностями в добыче нефти и газа, среди которых следует выделить:

– Сложное геологическое строение месторождения, наличие в составе продуктивного резервуара поровой составляющей. Неоднородность геологического строения;

– Наличие прорывов газа газовой шапки, уверенно выделяемым по материалам ПГИС и ГДИ, что способствует росту общего газового фактора залежи;

– Неконтролируемый рост обводненности добываемой продукции. Причиной тому является тесная гидродинамическая связь между нефтенасыщенной и водоносной областями. По данным ПГИ установлено, что отсутствуют в интервале залегания пласта подошвенные воды. В пределах исследуемой залежи непроницаемые прослои выделяются со слабыми экранирующими свойствами и могут иметь зоны повышенной проводимости, которые связаны с наличием разуплотнения пород и трещинной составляющей. В целом по рассматриваемой залежи наблюдается снижения дебитов добываемой продукции, что связано с ростом интенсивного обводнения добываемой продукции и повышения газового фактора. Для разработки месторождения им Ю. Корчагина, требуется применение современных геолого-технических мероприятий, для увеличения проницаемости призабойной зоны, снижения обводненности продукции и повышения работы добывающего и нагнетательного фонда скважин.

Применение мероприятий по интенсификации добычи неокомовской залежи

Залежь, исследуемая в работе, находится в разработке более 10 лет. В настоящее время наблюдается интенсивное снижение величины пластового давления. Разработка залежи с обширной подгазовой зоной, предусматривает наличие подстилающих подошвенных вод и притоков пластовой воды. Для решения данной задачи и минимизации рисков проводится строительство боковых стволов и бурение горизонтальных скважин, что будет препятствовать прорыву газа в газовую шапку и подтягивание пластовой воды к забою скважин.

Применение щадящих технологий вторичного вскрытия продуктивных пластов [3]. Как известно при проведении прострелочно-взрывных работ наблюдаются негативные последствия применения как стандартной кумулятивной перфорации скважин, торпедной перфорации, а также пулевой перфорации. Методики, которые в настоящее время являются малоэффективными, по причине нарушения качества цементирования обсадных и эксплуатационных колонн, образованию заколонных перетоков, что ведет к росту обводнения и поступлению нежелательных вод в ствол скважины. Методы стреляющей перфорации не всегда позволяют получить достаточно качественные каналы перфорации, для сообщения пласта со скважиной. Тем самым происходит улучшение

гидродинамической связи системы пласт-скважина. Для решения данной задачи на месторождении им. Ю. Корчагина проводятся работы по вторичному вскрытию пласта применением гидромеханической щелевой и гидропескоструйной перфорации, что позволяет минимизировать негативное влияние на цементирование колонн, препятствовать образованию перетоков и получать достаточно чистые каналы перфорации, без поступления нежелательной продукции в поры призабойной зоны пласта.

Применение стационарной системы освоения скважин. Поскольку при операции вызова притока из продуктивного пласта кроме снижения давления на забой скважины, необходимо проводить очистку от грязи, песка гидратных пробок и продуктов бурового раствора, с целью максимального снижения фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне. Для восстановления проницаемости призабойной зоны требуется применение методов увеличения нефтеотдачи, которые основаны на кислотном воздействии на продуктивный пласт, а именно физико-химические методы (соляно-кислотная обработка, соляно-кислотная ванна, термокислотная обработка, кислотный гидроразрыв пласта, кислотное туннелирование) [4]. Это позволяет увеличивать дебит добывающих скважин и приемистость нагнетательных скважин, что позволяет выполнять поставленные планы по добыче нефти и газа. Выбор применяемого способа обработки призабойной зоны зависит от литолого-минералогического строения продуктивного резервуара, технического состояния ПЗП и характера насыщения залежи.

Поскольку геологический разрез месторождения является сложным и неоднородным, для улучшения гидродинамической связи системы пласт-скважина применяются современные методы геофизических, гидродинамических и трассерных исследований, для оценки состава и интенсивности притока в скважине, что позволяет оперативно вести контроль разработки столь уникального по геологическому строению месторождения. Также современные методики скважинных исследований применяются для оценки технического состояния внутрискважинного оборудования, оценки качества цементирования обсадных и эксплуатационных колонн, выравнивания профиля приемистости профиля притока, обнаружении заколонных перетоков [5]. Для борьбы с прорывом газа к забою добывающих скважин, применяется метод регулирования отборов – перевод скважин на режим с меньшим штуцером или же временное отключение скважин.

Таким образом в представленной работе автором было охарактеризовано текущее состояние разработки месторождения им Ю. Корчагина. Установлено, что основными факторами, которые осложняют разработку месторождения является прорыв газа в газовую шапку, рост обводненности продукции, что негативным образом сказывается на параметрах разработки. Для контроля разработки должны применяться современные комплексы исследований скважин и способов интенсификации добычи, для разработки сложных и неоднородных по геологическому строению залежей.

Литература

1. Машков, Б.А. Закономерности размещения залежей углеводородов в Прикаспийской впадине / Б.А. Машков, Д.В. Арцыбасова, В.А. Шевяков // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2024. – № 4. – С. 5–12.
2. Технология мониторинга интервалов прорыва газа и воды с помощью хроматодесорбционных систем: результаты проведения ОПР на месторождении им. Ю.А. Корчагина / С.Ю. Штунь [и др.] // Нефть Газ Новации. – № 4. – С. 58–64.
3. Мусин М.М. Разработка нефтяных месторождений : учеб. пособие / М.М. Мусин, А.А. Липаев, Р.С. Хисамов; Под ред. проф. А.А. Липаева. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.; Вологда : Инфра-Инженерия, 2024. – 328 с.
4. Филин В.В. Разработка нефтяных и газовых месторождений : учеб. пособие. – Тюмень : ТюмГНГУ. 2012. – 206 с.
5. Фанчи Д.Р. Интегрированный подход к моделированию фильтрационных потоков. – М.; Ижевск : Ижевский институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотичная динамика», 2010. –256 с.

References

1. Mashkov B.A. Regularities of Hydrocarbon Deposits Location in the Caspian Depression/B.A. Mashkov, D.V. Artsybasova, V.A. Shevyakov // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. – 2024. – № 4. – P. 5–12.
2. Technology of Monitoring Gas and Water Breakthrough Intervals Using Chromatographic Desorption Systems: Results of the Pilot Work at the Yu.A. Korchagin Field / S.Yu. Shtun [et al.] // Oil Gas Innovations. – № 4. – P. 58–64.
3. Musin M.M. Oil field development: a tutorial / M.M. Musin, A.A. Lipaev, R.S. Khisamov; Ed. by prof. A.A. Lipaev. – 3rd ed., revised and enlarged. – M.; Vologda : Infra-Engineering, 2024. – 328 p.
4. Filin V.V. Oil and gas field development : tutorial. – Tyumen : TyumGNGU. 2012. – 206 p.
5. Fanchi D.R. Integrated approach to modeling filtration flows. – M.; Izhevsk : Izhevsk Institute of Computer Research, Research Center «Regular and Chaotic Dynamics», 2010. – 256 p.