

По поводу уроков разработки Шкаповского нефтяного месторождения

Е.В. Лозин

ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

E-mail: lozinev@bashneft.ru

В статье сформулированы основные выводы о разработке крупного Шкаповского нефтяного месторождения с акцентом на результаты освоения основных объектов – горизонтов ДІ и ДІV терригенного девона. Месторождение вводилось в эксплуатацию вслед за соседними Туймазинским и Серафимовским с учетом опыта научно организованной системы разработки этих крупных платформенных нефтяных месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной области. Показано, что указанный опыт мало учитывался особенно в отношении необеспеченности нужд нефтедобычи средствами капитального строительства, материально-технического снабжения и объектами соцкультбыта.

Потенциал месторождения был реализован за 18 лет. Форсированно развивались внутриконтурное и очаговое заводнение, технологии добычи с помощью электроцентробежных насосов (ЭЦН), химизация процессов извлечения нефти, первичного сбора и транспорта продукции, технологии подготовки нефти, газа и воды и др. Шкаповским инженерам и учёным принадлежит ряд нововведений: реализация высоких темпов разработки, средств предупреждения и ликвидации соле-парафиноотложений, внедрение двуствольного бурения, освоение высокопроизводительных ЭЦН, раздельная разработка объектов и др. Одновременно решались задачи ликвидации нарушения экологического равновесия в недрах и окружающей среде и жилищном и коммунальном строительстве.

Современной актуальной проблемой доработки месторождения является активизация выработки остаточных запасов нефти из водонефтяных зон, разбуренных неоправданно редкой сеткой скважин. Конечные коэффициенты нефтеотдачи девонских объектов ожидаются высокими, но, по мнению автора статьи, могли достигнуть 0,6 д.е.

Ключевые слова: нефтяное месторождение, запасы нефти и газа, заводнение внутриконтурное, заводнение законтурное (приконтурное), темп разработки, нефтеотдача, водонефтяная зона

Для цитирования: Лозин Е.В. (2019). По поводу уроков разработки Шкаповского нефтяного месторождения. *Георесурсы*, 21(4), с. 119-122. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.119-122>

Крупное Шкаповское нефтяное месторождение отличается крайне неравномерным распределением запасов нефти по разрезу: 98 % первоначальных суммарных начальных извлекаемых запасов (НИЗ) было сосредоточено в пластах терригенной толщи девона (эксплуатационные горизонты ДІ и ДІV), и всего 2,0 % приходилось на остальные шесть объектов. Из этих шести наиболее значительные НИЗ содержались в пластах терригенной толщи нижнего карбона (1,0 %). Доля пяти карбонатных объектов составляла около 1,0 % первоначальных суммарных НИЗ.

В связи с данным обстоятельством приоритетные решения при проектировании разработки месторождения были направлены на научно-методическое обеспечение максимальной выработки запасов из объектов терригенного девона. Научно обоснованные проектные решения по разработке остальных объектов формировались после завершения основного периода разработки горизонтов ДІ и ДІV, который составил срок 18 лет.

Освоение Шкаповского месторождения происходило «без должного подкрепления инфраструктурой» (по терминологии проф. В.Н. Щелкачёва): в необустроенной лесостепной местности за первые 12 лет (1955-1967 гг.) под давлением директивных органов «выжимали» максимум добычи нефти, не обеспечив элементарного нефтепромыслового обустройства и объектов соцкультбыта.

Необходимых материальных и денежных средств у государства не было, но необоснованных расчётами пожеланий по добыче нефти существовало сверх меры. В итоге через упомянутые 12 лет получили интенсивное падение текущей добычи нефти. Людей, облеченных властью, не интересовал опыт соседнего уникального Туймазинского месторождения, где освоение и ввод в разработку протекали гораздо более разумно. Указанный опыт позволил учёному с мировым именем В.Н. Щелкачёву квалифицировать его как «академию нефтяной промышленности» (Щелкачев, 2004). Но при освоении Шкаповского месторождения данного опыта как бы не существовало.

При интенсивном разбуривании и обустройстве Шкаповского месторождения постоянно обнаруживался дефицит в самом необходимом: в бурильных и насосно-компрессорных трубах, цементе, химреагентах, электро- и штанговых погружных насосах и т.д. Была внедрена прогрессивная технология бурения «двуствольок», когда с одного основания бурились две скважины. Но полученную экономию во времени часто не в состоянии были использовать из-за нехватки обсадных труб для спуска кондуктора или эксплуатационной колонны. В ряде законченных скважин спущенные кондуктора вообще не цементировали, а иногда извлекали, чтобы оборудовать вновь забуриваемые скважины. Подобные «новшества» обернулись технологическим и, главное, экологическим вредом для недр и окружающей среды. Почти половина

семей рабочего посёлка Приютово, где жили нефтесемейники Шкапово, проживала в бараках в тяжелейших социальных условиях. На строительство жилья тоже не хватало средств. Люди жили и ставили рекорды по производственным показателям, проявляя настоящий героизм при ликвидации аварий на трубопроводах и др. промысловых объектах.

Только через призму вышеизложенного можно судить о плюсах и минусах разработки этого месторождения.

Несмотря на отмеченные издержки, основной период разработки Шкаповского месторождения оказался коротким: за 18 лет извлечено 75 % суммарных НИЗ (Лозин, Ахмеров, 2017). Для крупных месторождений такие сроки автору статьи неизвестны. В очередной раз доказано, что рациональным является ввод месторождения в разработку в одну стадию. *Бурение уплотняющих скважин* (infill drilling) подтвердило правильность научной концепции об оптимальной плотности сетки скважин. Доказана необходимость загущения сетки до оптимальной на отдельных участках (Лозин, Ахмеров, 2017). Зародился infill drilling в США и явился реальным ответом на мнение М. Маскета относительно неопределённости задачи о существовании связи между плотностью сетки и нефтеотдачей (Малоярославцев и др., 1969). Кстати, это утверждение сформулировано 80 лет назад и давно уже не является актуальным, в том числе в США. Разработка Шкаповского месторождения с уплотняющим бурением и соответствующим развитием системы заводнения доказала указанную связь и одновременно показала, что в реальном неоднородном пласте **сетка скважин должна быть нерегулярной за счёт локального уплотнения на отдельных участках**. Одновременно было доказано, что разработка с заводнением приводит к заметному увеличению водонефтяного фактора (ВНФ) даже в условиях маловязких нефтей.

Выдержана и *раздельная разработка горизонтов ДI и ДIV* (за редкими исключениями из-за необеспеченности насосным оборудованием после прекращения фонтанирования скважин). Этот результат должен рассматриваться как подтверждение одного из краеугольных принципов рациональной разработки нефтяных месторождений: научно обоснованного выделения объектов разработки и их участия в выработке запасов нефти. Увлечение с объединением в один объект разработки ряда пластов, часто с резко различными ФЕС, не является рациональным принципом научно организованной разработки.

Относительно других принципов разработки месторождения

В отношении форсированного отбора жидкости (ФОЖ). Известна точка зрения, что разработка терригенного девона Шкаповского месторождения осуществлялась при форсированных темпах отбора жидкости. Отбор жидкости из горизонта ДI в расчёте на одну скважину имел тенденцию к росту и максимума достиг в 90-х гг. прошлого столетия на уровне 175-208 т/сут. В современный период этот показатель сохраняется на уровне 170 т/сут. Аналогичная динамика наблюдается по горизонту ДIV. В настоящий период отбор на 1 скважину колеблется в пределах 150-170 т/сут. Приведенные цифры свидетельствуют о сравнительно высоких отборах, обусловленных высокими коэффициентами продуктивности (Маскет,

1953). Как приведенные цифры соотносятся с ФОЖ, свидетельствуют следующие расчёты. Рассчитанные по формуле Дюпюи потенциальные дебиты скважин горизонтов ДI и ДIV составляют от 150 до 1200 т/сут. Реализованные дебиты по отдельным скважинам достигали 700-800 т/сут, а средние не превышали (см. выше) 208 т/сут, т.е. составляли от 100 до 25 % от потенциальных. Максимальные возможности ФОЖ не были использованы, но бесспорно, что в ряде случаев применялся ФОЖ. Анализ показателей разработки участков с ФОЖ с помощью многих методик не свидетельствует о случаях незакономерного роста текущей обводнённости. Наоборот, в ряде случаев наблюдалось кратковременное снижение обводнённости. Построенные характеристики вытеснения (ХВ) подтверждают технологический эффект. Суммарный технологический эффект от ФОЖ никогда не подсчитывался, но суть в том, что на участках, где ФОЖ реально производился, по ХВ виден эффект в виде дополнительной добычи нефти.

Выполнены исследования, показывающие, что наращивание отбора жидкости до КИН = 0,4 позволяет соответственно наращивать добычу нефти, а затем связь теряется. Увеличение отборов жидкости на последующей стадии позволяет снижать темпы падения добычи нефти, а на заключительной стадии связь «темпа отбора – нефтеотдача» не проявляется.

В отношении регулирования разработки. Для поддержания высоких темпов выработки при прекращении фонтанирования скважин возникала проблема оборудования их высокопроизводительными погружными электро-центробежными насосами (ЭЦН) из-за отсутствия необходимых типоразмеров. Отечественные высокопроизводительные ЭЦН не обладали высоким напором (их тоже не хватало). Только после закупки импортных ЭЦН высокой производительности, обладавших высоконапорными характеристиками, проблему удалось частично решить (вследствие ограниченного количества указанных ЭЦН). Не обеспечивались потребности в трубах для прокладки водоводов к вновь осваиваемым нагнетательным скважинам. Новые нагнетательные скважины подключались к одному водоводу за счёт его продления от «старых» скважин. Исследованиями было доказано, что такое решение не отвечало обеспечению надлежащей приемистости. Иногда и новые добывающие скважины осваивались с подключением к выкидным линиям работающих скважин. О каком регулировании разработки можно было вести речь, если не обеспечивались проектные технологические режимы эксплуатации? Но регулирование «по-крупному» всё-таки обеспечивалось за счёт геолого-технических мероприятий (ГТМ).

В отношении заводнения. Заводнение прошло все этапы совершенствования – от законтурного (приконтурного) до внутриконтурного рядного (разрезающими рядами на блоки) до очагово-избирательного. В условиях реальной геологической неоднородности получено подтверждение о воздействии нагнетания на ограниченных расстояниях от очага (нагнетательной скважины) до ближайшей и удалённой добывающей, о рациональных давлениях нагнетания и «жёсткости» системы заводнения.

В отношении фонда скважин. Данный показатель обеспечивает выполнение всех остальных показателей добычи нефти и разработки месторождения, прежде

всего, экономических. Количественное выражение фонда скважин – добывающих, нагнетательных и наблюдательных (пьезометрических) – в проектных документах определяется расчетами. А на практике наблюдаются перекосы. Совершенно не регламентируется категория скважин «ожидающих ликвидации». Указанная категория иногда превращается в «карман», куда надолго помещаются скважины, действительно требующие физической ликвидации, но по разным причинам, пребывающие в этом качестве в течение продолжительного времени. На ранних этапах освоения нефтяных месторождений Волго-Уральской провинции выполнялись исследования, направленные на получение промысловых данных о средней нормативной продолжительности «жизни» скважин, пробуренных 70, 60, 50 лет тому назад. Но эта проблема ныне как бы не существует, а её важное экологическое содержание очевидно, в том числе для проектирования доработки. В экономических расчётах закладывается полное перебуривание старых скважин, но четких технико-технологических регламентных границ не существует. Особенно это касается скважин, где допускались отклонения в конструкциях по цементированию кондукторов, промежуточных и эксплуатационных колонн.

В отношении рациональной разработки водонефтяных зон (ВНЗ). Пологая Шкаповская брахиантиклиналь, контролирующая внешний и внутренний контуры нефтеносности ДІ и ДІV, обусловила наличие широких водонефтяных зон (ВНЗ), в которых было сосредоточено более 50 % суммарных НИЗ нефти. С подобным феноменом впервые столкнулись при разведке гигантской Туймазинской брахиантиклинали. Сопоставляя разработку Туймазинского месторождения с гигантским американским месторождением Ист-Тексас, проф. В. Н. Щелкачев последовательно подчёркивал, что ВНЗ на последнем разбурена по гораздо более плотной сетке. Собственно песчаный пласт Вудбайн с высокими ФЕС на месторождении Ист-Тексас на всей громадной площади своего моноклинального распространения подстилается подошвенной водой и разбурен почти гектарной сеткой. На Туймазинском месторождении сетка разбуривания ВНЗ в 2-3 раза была менее плотной по сравнению с первоначально полностью нефтяной зоной (ЧНЗ), на которой в свою очередь плотность сетки составляла в среднем 20 га/скв. При этом 11 % площади туймазинских ВНЗ занимали так называемые «бесконтактные» участки, т.е. такие, где нефтенасыщенная часть отделяется от водонасыщенной непроницаемым прослоем. На Шкаповском месторождении «бесконтактных» участков в ВНЗ по существу не было. Положение на крупных платформенных месторождениях усугубляется ещё одним обстоятельством. В краевых кольцевых зонах, примыкающих к внешнему контуру нефтеносности, нефтенасыщенные толщины составляют 1-3 м при водонасыщенных от 3 до 10 м. Столь неблагоприятное соотношение нефтенасыщенных и водонасыщенных толщин усугубляется повышенной геологической неоднородностью и глинистостью верхних нефтенасыщенных толщин. Содержащиеся здесь запасы нефти не вырабатываются. Это подтверждается данными ГИС по новым скважинам.

Авторы статьи (Якупов и др., 2019), рассмотревшие проблему доработки ВНЗ платформенных

месторождений на примере Шкаповского, справедливо (вслед за другими авторами) ставят вопрос о доработке ВНЗ с помощью горизонтальных скважин (ГС) и скважин с горизонтальным окончанием (БГС). Приводится следующая схема выработки запасов нефти с применением указанных скважин (рис. 1):

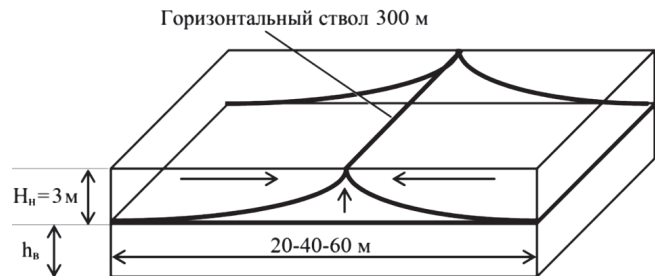


Рис. 1. Схема создания депрессии в ВНЗ в горизонтальных скважинах (по Якупов и др., 2019)

Приведенную схему приходится признать соответствующей современной действительности. Полученные высокие первоначальные дебиты нефти из ГС (БГС) в ВНЗ при умеренной обводнённости очень быстро снижаются за счёт резкого обводнения, что ставит под сомнение рентабельность бурения. Это показано и в статье (Чекушин и др., 2015). Показанная схема депрессии свидетельствует о преимущественном градиенте вовлечения в выработку средней и нижней частей пласта, обладающих лучшими ФЕС по сравнению с верхней и примыкающей к ней средней частям. Существо же горизонтального бурения состоит главным образом в том, чтобы создать цилиндрическую «воронку» депрессии вдоль оси ствола. А этого можно добиться только подбором технологического режима работы ГС, а не просто созданием условий для максимального отбора. Целесообразно исследовать и характер перфорации горизонтального ствола в скважинах в ВНЗ (может быть дыры перфорации внизу не создавать и т.д.). Это требует научного исследования.

При всех изложенных издержках на сегодня бесспорным является достижение КИН по терригенному девону Шкаповского месторождения не ниже 0,565: по горизонту ДІV – 0,58, по горизонту ДІ – 0,55, что соответствует разности в вязкостях нефти. На взгляд автора, КИН мог бы быть и больше – не ниже 0,6.

В статье рассмотрены не все уроки разработки Шкаповского нефтяного месторождения. К ним относятся, например, идеи о перспективах доработки месторождения с помощью технологий увеличения нефтеотдачи (МУН), из которых самой привлекательной является технология воздействия с применением жидкой двуокиси углерода. Имеются прикидочные расчёты об эффективности этой технологии, но это уже тема другой статьи.

Выводы

Основные уроки разработки Шкаповского нефтяного месторождения свидетельствуют о состоятельности следующих принципов:

- 1) Целесообразность ввода месторождения в одну стадию;
- 2) Справедливость раздельной разработки объектов;
- 3) Выбор оптимальной для реального эксплуатационного объекта плотности сетки скважин с добуриванием

уплотняющих скважин на локальных участках неоднородной геологической среды;

4) Рациональность высоких темпов разработки, обусловленных ФЕС коллекторов;

5) Неизбежность высокого ВНФ при разработке с заводнением даже для маловязких нефтей;

6) Целесообразность разбуривания ВНЗ по плотным сеткам с использованием возможностей ГС и БГС;

7) Максимальная технологическая эффективность заводнения при очагово-избирательных схемах.

8) Создание системы контроля за экологической безопасностью, техногенной нагрузкой на недра и окружающую среду.

Литература

Лозин Е.В. (1971). О продуктивности скважин Шкаповского месторождения на поздней стадии разработки. *Нефтяное хозяйство*, 9, с. 44-49.

Лозин Е.В., Ахмеров Р.З. (2017). Уроки разработки Шкаповского нефтяного месторождения. Уфа: ООО «БашНИПИнефть», 372 с.

Малоярославцев А.А., Халимов Э.М., Лозин Е.В. и др. (1969). О результатах бурения уплотняющих скважин на Шкаповском нефтяном

месторождении. *Вопросы разработки нефтяных месторождений Башкирии: сб. тр. УфНИИ*. Уфа: Башкиргоиздат, вып. 27, с. 164-172.

Маскет М. (1953). Физические основы добычи нефти. М: Гостоптехиздат, 922 с.

Чекушин В.Ф., Ганеев А.И., Лозин Е.В. (2015). Доразработка залежей крупного нефтяного месторождения с помощью горизонтальных скважин. *Нефтяное хозяйство*, 10, с. 82-85.

Шелкачев В.Н. (2004). Важнейшие принципы нефтеразработки. М: «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, с. 301; 329; 406-429.

Якупов Р.Ф., Мухаметшин В.Ш., Хакимзянов И.Н., Трофимов В.Е. (2019). Оптимизация выработки запасов из водонефтяных зон горизонта D3ps Шкаповского нефтяного месторождения с помощью горизонтальных скважин. *Георесурсы*, 21(3), с. 5-61. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.55-61>

Сведения об авторе

Евгений Валентинович Лозин – доктор геол.-мин. наук, профессор, эксперт по геологии и разработке месторождений, ООО «РН-БашНИПИнефть»

Россия, 450006, Уфа, ул. Ленина, д. 86/1

Тел: +7 (347) 262-42-67, e-mail: lozinev@bashneft.ru

Статья поступила в редакцию 09.04.2019;

Принята к публикации 05.09.2019; Опубликована 01.12.2019

IN ENGLISH

To the experience of Shkapovsky oilfield development

E.V. Lozin

BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation

E-mail: lozinev@bashneft.ru

Abstract. The article formulates the main conclusions about the development of a large Shkapovsky oil field with an emphasis on the results of the development of the main objects – horizons DI and DIV of the terrigenous Devonian. The field was commissioned following the neighboring Tuimazinsky and Serafimovsky fields, taking into account the experience of a scientifically organized system for the development of these large platform oil fields in the Volga-Ural oil and gas region. It is shown that this experience was not taken into account much, especially in relation to the unsecured needs of oil production with capital construction, material and technical supply and social facilities.

The potential of the field was realized in 18 years. Intra-contour and focal flooding, production technologies using electric centrifugal pumps (ESP), chemicalization of oil extraction processes, primary collection and transportation of products, oil, gas and water treatment technologies, etc., accelerated the development. Shkapov engineers and scientists own a number of innovations: realizing high development rates, means of preventing and eliminating salt-paraffin deposits, the introduction of double-barrel drilling, the development of high-performance ESPs, separate development of facilities, etc. At the same time, tasks were solved on eliminating ecological imbalance in the bowels and the environment, housing and public works.

The current urgent problem of the field's additional development is the activation of the production of residual oil reserves from oil and watered zones drilled with an unreasonably rare grid of wells. The final oil recovery coefficients of the Devonian objects are expected to be high, but, according to the author of the article, could reach CU 0.6.

Keywords: oil field, oil and gas reserves, in-circuit flooding, marginal flooding, development pace, oil recovery

Recommended citation: Lozin E.V. (2019). To the experience of Shkapovsky oilfield development. *Georesursy = Georesources*, 21(4), pp. 119-122. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.119-122>

References

Chekushin V.F., Ganeev A.I., Lozin E.V. (2015). Last stage development of giant oil field by horizontal well systems. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, 10, pp. 82-85. (In Russ.)

Lozin E.V. (1971). On the Shkapovsky oil field wells productivity at the late stage of development. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, 9, pp. 44-49. (In Russ.)

Lozin E.V., Akhmerov R.Z. (2017). Lessons learned from the Shkapovsky oil field development. Ufa: BashNIPIneft, 371 p. (In Russ.)

Maloyaroslavtsev A.A., Khalimov E.M., Lozin E.V. et al. (1969). About the results of drilling sealing wells at the Shkapovsky oil field. *Issues of developing oil fields in Bashkiria: collection of articles: Coll. papers*. Ufa: Bashkngoizdat, vol. 27, pp. 164-172. (In Russ.)

Masket M. (1953). Physical fundamentals of oil production. Moscow: Gostoptekhizdat Publ., 922 p. (In Russ.)

Schelkachev V.N. (2004). The most important principles of oil development: 75 years of experience. Moscow: GUNG im. I.M. Gubkina, pp. 301; 329; 406-429. (In Russ.)

Yakupov R.F., Mukhametshin V.Sh., Khakimzyanov I.N., Trofimov V.E. (2019). Optimization of reserve production from water oil zones of D3ps horizon of Shkapovsky oil field by means of horizontal wells. *Georesursy = Georesources*, 21(3), pp. 55-61. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.55-61>

About the Author

Evgeny V. Lozin – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Expert in Geology and Field Development, BashNIPIneft LLC

86/1, Lenin str., Ufa, 450006, Russian Federation

Tel: +7 (347) 262-42-67, e-mail: lozinev@bashneft.ru

Manuscript received 9 April 2019;

Accepted 5 September 2019; Published 1 December 2019