

ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТЮЛЮС (РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН)

УДК 622.276

Е.М. Бекенов, Атырауский университет нефти и газа (Атырау, Республика Казахстан)

Р.А. Юсубалиев, Атырауский университет нефти и газа

Г.Ш. Досказиева, к.т.н., проф., Атырауский университет нефти и газа, doskaziyeva.gulsin@gmail.com

В исследовании предлагается метод повышения нефтеотдачи на месторождении Тюлюс (Республика Казахстан) за счет оптимизации и улучшения эффективности системы заводнения. В настоящее время повышение нефтеотдачи пластов можно обеспечить несколькими способами, одним из которых является заводнение – закачка воды в пласт через нагнетательные скважины. В Казахстане методом заводнения сегодня обеспечивается до 95 % добычи нефти. Месторождение Тюлюс разрабатывается с 1987 г., в эксплуатации находятся четыре объекта разработки. Система поддержки пластового давления реализована с 1996 г. на всех объектах.

В статье анализируется эффективность работы системы поддержки пластового давления на первом объекте разработки, состоящем из 19 добывающих и четырех нагнетательных скважин. С помощью анализа технического состояния скважин (герметичности обсадных колонн, прострелов и других факторов), 3D-моделирования геологической структуры месторождения с отражением нефтенасыщенности, сейсмических и гидрологических условий, а также анализа влияния нагнетательных скважин на добывающие (с использованием статистических данных за всю историю месторождения) выявлены причины неэффективности работы системы поддержки пластового давления на промысле.

По результатам исследования составлен план реконструкции данной системы, принято решение о тиражировании аналогичных работ на три остальных добывающих объекта месторождения Тюлюс.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ, НЕФТЕОТДАЧА, ПОДДЕРЖАНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ, ЗАВОДНЕНИЕ, КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН, ПОДЗЕМНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН.

Месторождение Тюлюс (Республика Казахстан) разрабатывается с 1987 г., в эксплуатации находятся четыре объекта разработки. Система поддержки пластового давления (ППД) реализована с 1996 г. на всех объектах. В данной статье будет рассмотрен только первый объект разработки, который характеризуется проницаемостью коллектора по керну – 0,014 мкм², высокой плотностью нефти (0,891 г/см³), повышенной вязкостью нефти (25 мПа·с), смолистостью около 12 %, малым содержанием серы (0,5 %) и парафина.

На рассматриваемом объекте существуют следующие факторы, затрудняющие разработку залежи: высокая обводненность продукции уже в первые месяцы работы добывающих скважин; низкая проницаемость коллекто-

ра; падение пластового давления, несмотря на наличие системы ППД; неоднородность пластов коллекторов. Все эти факторы ведут к тому, что невозможно достичь проектного значения коэффициента извлечения нефти (КИН). Поиск и анализ основных причин малоэффективной системы заводнения предопределили направление исследований данной работы.

ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ

Эффективность разработки нефтяного месторождения определяется точностью выбора метода воздействия на продуктивный пласт, направленного на повышение или сохранение подвижности нефти. Выбор метода воздействия осуществляется на основании

имеющихся данных о геолого-физических условиях нефтяной залежи, составе, структуре и петрофизических свойствах пород и характеристиках пластовых флюидов, с учетом их соответствия критериям применимости. Наиболее распространенным на сегодня методом воздействия является заводнение, обеспечивающее 95 % добычи нефти в Казахстане, за счет восстановления пластового давления и вытеснения целиков нефти.

В целях оптимизации и улучшения системы заводнения проведен ряд аналитических работ: анализ технического состояния нагнетательных скважин; анализ гидродинамической связи по сейсмическим данным с использованием ПО Petrel [1] и Eclipse [2]; анализ влияния нагнетательных

Bekenov E.M., Atyrau University of Oil and Gas (Atyrau, Republic of Kazakhstan)

Yusubaliyev R.A., Atyrau University of Oil and Gas

Doskaziyeva G.Sh., Candidate of Sciences (Engineering), Professor, Atyrau University of Oil and Gas,
doskaziyeva.gulsin@gmail.com

Optimization of waterflooding pattern of the Tulyus field (Republic of Kazakhstan)

The research suggests a method for increasing oil recovery in the Tyulyus field (Republic of Kazakhstan) by optimizing and improving the efficiency of the waterflooding pattern. At present, enhanced oil recovery can be achieved in several ways, one of which is flooding – injection of water into the reservoir through injection wells. In Kazakhstan, up to 95% of oil production is provided by flooding. The Tyulus field has been under development since 1987, four development facilities are in operation. The reservoir pressure support system has been implemented since 1996 at all facilities.

The article analyzes the efficiency of the reservoir pressure support system at the first facility, consisting of 19 production and four injection wells. The reasons of the inefficiency of the reservoir pressure support system in the field were identified by analyzing the technical condition of the wells (casing tightness, perforating and other factors), 3D modeling of the geological structure of the field, reflecting hydrocarbon saturation, seismic and hydrological conditions, and analyzing the impact of injection wells on production (using statistic data for the entire history of the field).

The plan of reconstruction of this system was created based on the results of the study, the decision to replicate similar works for the three remaining production facilities of the Tyulyus field was made.

KEYWORDS: OIL RECOVERY FACTOR, PRODUCTION RATE, RESERVOIR PRESSURE SUPPORT, WATERFLOODING, WELL WORKOVER, UNDERGROUND WELL REPAIR.

скважин на добывающие путем сравнения исторических данных добычи и закачки.

В тектоническом отношении месторождение расположено в пределах относительно приподнятой зоны, выделенной по надсолевому комплексу пород. По поверхности соленосных отложений прослежены сбросы, которые более четко проявляются в надсолевой толще. Эти разломы делят структуру на блоки.

На месторождении в разрезе выделено 11 нефтяных горизонтов: от нижнемеловых до среднеюрских. Залежи продуктивных горизонтов по типу природного резервуара – пластовые сводовые, тектонически и литологически экранированные. Более подробно рассмотрим первый объект разработки – данный объект объединяет три нижнемеловых горизонта (II-ALB-1; II-ALB-2; III-ALB). Первый объект разделен на блоки тектоническими границами (рис. 1, 2).

В целях определения эффективности имеющейся системы заводнения впервые за всю историю разработки проведен анализ работы объекта. Объект I разрабатывается с 1987 г., система ППД

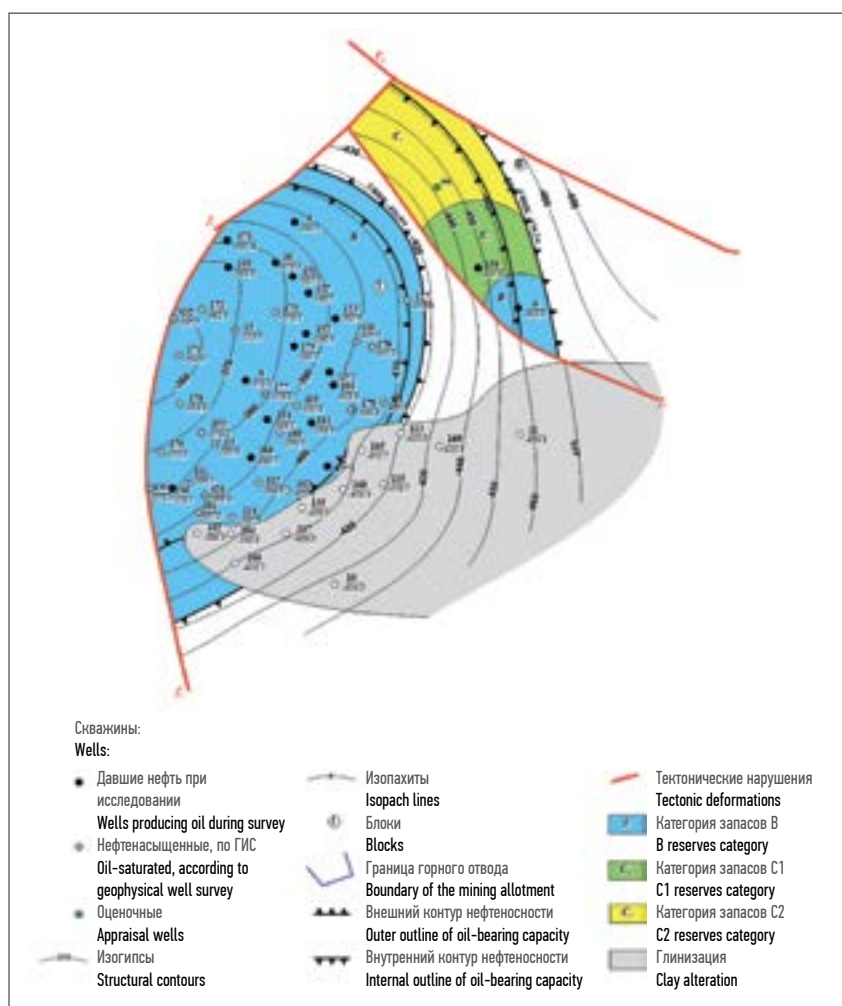


Рис. 1. Структурная карта по кровле коллектора, объект I
Fig. 1. Structural map on the top of the collector, object I

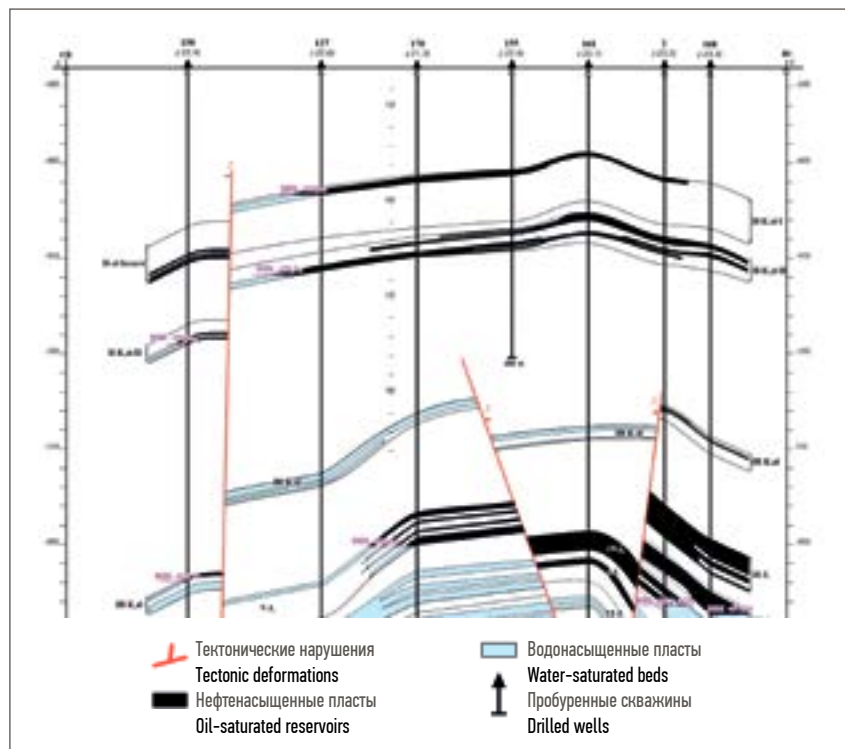


Рис. 2. Геолого-литологический профиль
Fig. 2. Geological and lithological profile

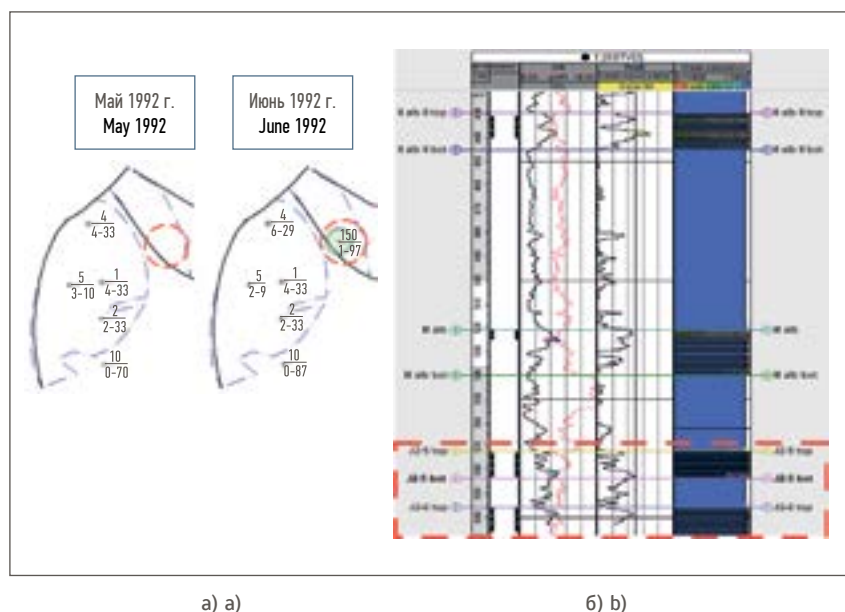


Рис. 3. Анализ причин высокой начальной обводненности: а) обводненность скважин в мае и июне 1992 г. (в числителе дроби – номер скважины, в знаменателе – обводненность, %); б) геофизические данные
Fig. 3. Analysis of the reasons for high initial water-cut: a) water-cut in May and June 1992 (the numerator – the well number, the denominator – water-cut, %); b) geophysical data

внедрена в 1996 г. Точных рядов нагнетательных и добывающих скважин не прослеживается. На объекте реализована избирательная система заводнения.

Текущий фонд скважин составляет 19 добывающих скважин и 4 нагнетательные скважины. Весь добывающий фонд первого объекта эксплуатируется механизиро-

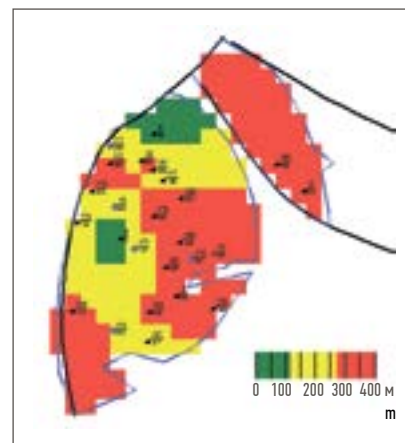


Рис. 4. Карта динамических уровней объекта I
Fig. 4. Map of dynamic levels of the I object

ванным способом. Дебиты нефти колеблются от 0,1 до 5,8 м³/сут.

Несмотря на наличие системы ППД, текущее пластовое давление составляет 3,5 МПа, при начальном 4,8 МПа, т. е. наблюдается снижение давления в среднем на 1,3 МПа.

В целом по объекту I в начале разработки наблюдается высокая обводненность, что является следствием ввода в разработку уже обводненных скважин (рис. 3а). Причинами ввода уже обводненных скважин могут быть активность законтурных вод, прострел водоносных пластов (см. рис. 3б). Как показывает история разработки, ввод нагнетательных скважин практически не влияет на обводненность добываемой продукции. В основном рост обводненности обусловлен форсированием отбора жидкости.

Далее для повышения эффективности закачки был проведен анализ влияния нагнетательных скважин на соседние добывающие. Для анализа были взяты участки с низкими динамическими уровнями $H_{дин}$ в добывающих скважинах в зоне работы нагнетательных скважин. Для этого была построена карта $H_{дин}$ для всех объектов месторождения (рис. 4).

Низкие $H_{дин}$ свидетельствуют об отсутствии эффекта от закачки, что может быть связано с негер-

метичностью обсадной колонны нагнетательных скважин или отсутствием гидродинамической связи между скважинами. Для выявления таких случаев были проанализированы все имеющиеся данные геофизических исследований скважин (ГИС) (определение технического состояния колонны), проведен анализ влияния путем построения геологической модели месторождения с полным анализом сейсмических данных и по сопоставлению исторических данных эксплуатации (рис. 5).

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ СКВАЖИН

Скважины № 114 (нагнетательная) и № 167 (добывающая) находятся на расстоянии 248 м друг от друга. Проводя анализ с использованием сейсмического куба, можно видеть, как прослеживается однородный пласт без каких-либо разломов, выклиниваний или иных нарушений, что свидетельствует о высокой вероятности наличия геологической связи между скважинами (рис. 6, 7). Таким образом, наблюдается влияние закачки на соседнюю добывающую скважину.

Вместе с тем были выявлены скважины с отсутствием гидродинамической связи: не наблюдалось ни положительного, ни отрицательного эффекта от закачки. Например, расстояние между нагнетательной скв. № 178 и добывающей скв. № 155 составляет 113 м. По кубу сеймики прослеживаются однородный вышележащий пласт и нижний пласт с возможной неоднородностью и вероятностью попадания интервала перфорации нагнетательной скважины в линзовидный пропласток, выклинивающийся по всем направлениям (рис. 8). Согласно корреляции распространения коллекторов в скв. № 178 и № 155 скважины работают на разные горизонты (рис. 9). Из вышесказанного можно сделать вывод, что влияние закачки на соседнюю добывающую скважину отсутствует.

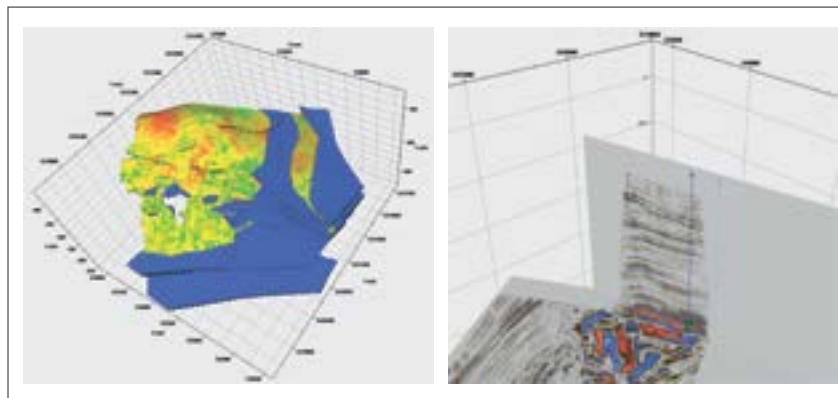


Рис. 5. 3D-модель объекта I: а) кубы нефтенасыщенности; б) данные сеймики
Fig. 5. 3D-model of the object I: a) cubes of oil saturation; b) seismic data

На следующем этапе скважины разделили на три категории: реагирующие на закачку воды (рис. 10, зеленые стрелки); получающие гидродинамическую связь после КРС или ПРС (оранжевые стрелки); не реагирующие на закачку воды (черные стрелки). После выделения реагирующих скважин были построены ячейки заводнения (см. рис. 10). Под ячейками заводнения понимается условно выделенная зона в районе работы нагнетательной скважины с теоретически реагирующими соседними добывающими скважинами. Далее в выделенных ячейках заводнения были рассчитаны текущие и накопленные компенсации отборов жидкости

закачкой, что позволило в дальнейшем подобрать целевую (необходимую) приемистость для нагнетательных скважин.

Далее были даны рекомендации по оптимизации и улучшению эффективности системы заводнения по всем четырем нагнетательным скважинам данного объекта. В список рекомендаций входят: проведение ГИС по определению профиля поглощения; дополнительные прострелы в нагнетательных скважинах; изоляция интервалов перфорации в нагнетательных скважинах; определение технического состояния нагнетательных колонн; уменьшение или увеличение среднесуточной приемистости.

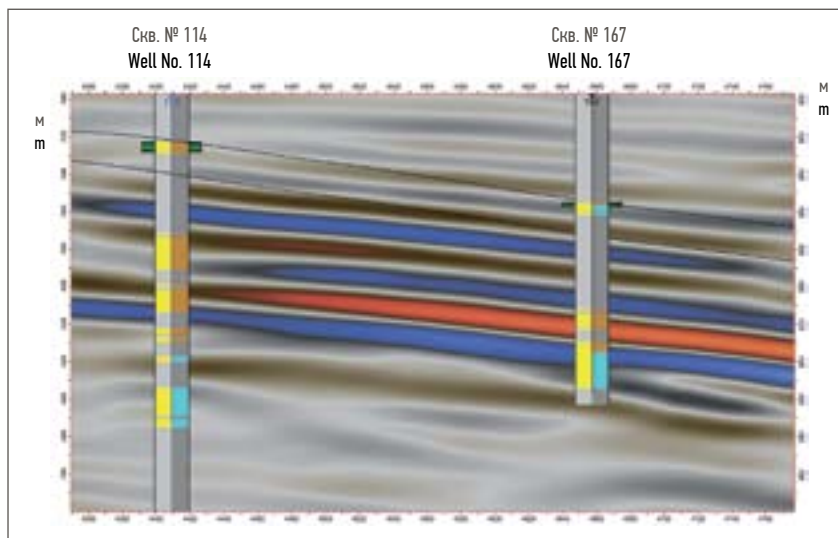


Рис. 6. Сейсмический разрез скв. № 114 и № 167
Fig. 6. Seismic section of wells No. 114 and No. 167

РАСЧЕТ ПРОГНОЗНОЙ ДОБЫЧИ

Проведен расчет прогнозной добычи нефти по вышеуказанным мероприятиям (по объекту I). Расчет проводился по материальному балансу объемным методом [3, 4]. Результаты показали дополнительный прирост нефти за первый квартал на 700 т по 10 теоретически реагирующим скважинам.

$$N_p[B_o + (R_p - R_s)B_g] + W_p B_w = N[(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g] + mNB_{oi}\left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1\right) + NB_{oi}(1 + m)\frac{(c_w S_{wc} + c_f)}{(1 - S_{wc})}\Delta P + W_e + W_{inj}B_w,$$

где N_p – накопленная добыча нефти в поверхностных условиях, m^3 ; B_o – объемный коэффициент нефти при изменении условий от текущих пластовых до стандартных (поверхностных), m^3/m^3 ; R_p – накопленный газовый фактор, $R_p = G_p/N_p$ (здесь G_p – накопленная добыча газа в поверхностных условиях, m^3), m^3/m^3 ; R_s – газосодержание при текущем пластовом давлении, m^3/m^3 ; B_g – объемный коэффициент газа при изменении условий от текущих пластовых до стандартных (поверхностных), m^3/m^3 ; W_p – накопленная добыча воды в поверхностных условиях, m^3 ; B_w – объемный коэффициент воды при изменении условий от начальных/текущих пластовых до стандартных (поверхностных), m^3/m^3 ; N – начальные геологические запасы нефти в поверхностных условиях, m^3 ; B_{oi} – объемный коэффициент нефти при изменении условий от начальных пластовых до стандартных (поверхностных), m^3/m^3 ; R_{si} – газосодержание при начальном пластовом давлении, m^3/m^3 ; m – отношение начального порового объема, занятого газом в газовой шапке, к начальному поровому объему, занятому нефтью в нефтяной части залежи, $m = H_{г.ш}/H_{н.ч}$ (здесь: $H_{г.ш}$ – поровый

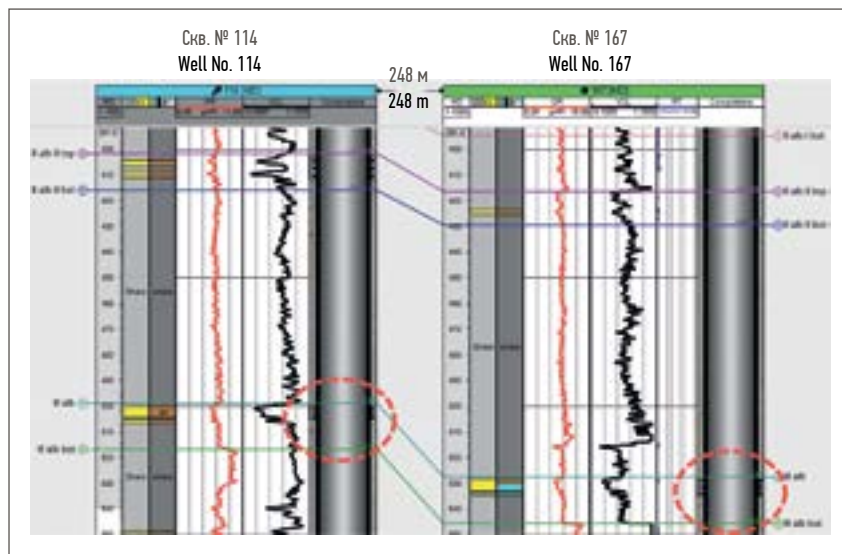


Рис. 7. Корреляция скв. № 114 и № 167
Fig. 7. Correlation of wells No. 114 and No. 167

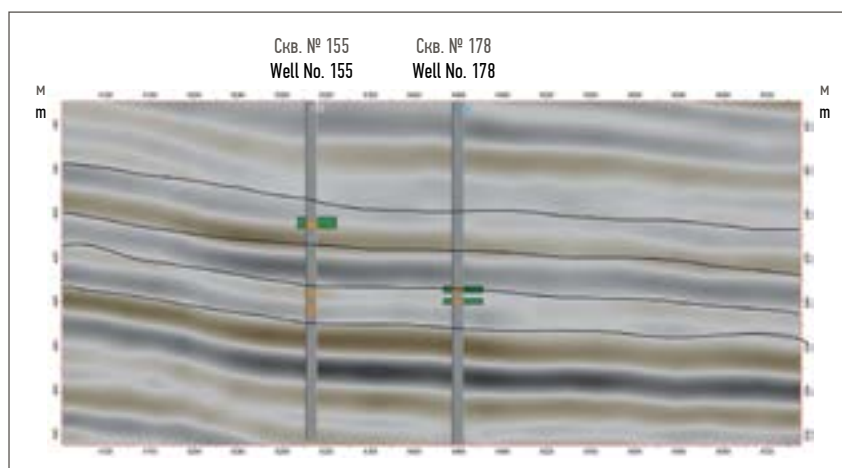


Рис. 8. Сейсмический разрез скв. № 155 и № 178
Fig. 8. Seismic section of wells No. 155 and No. 178

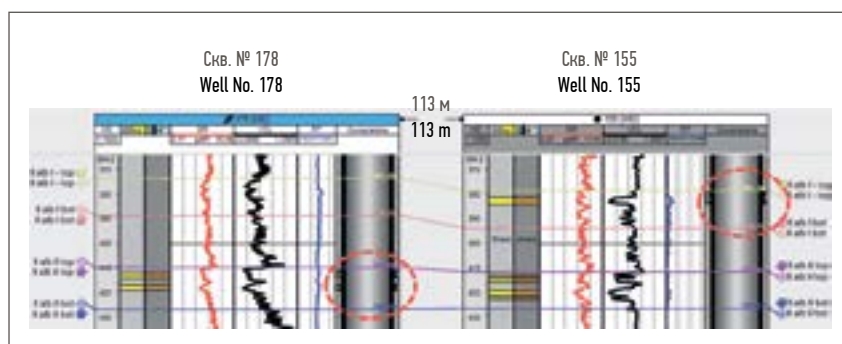


Рис. 9. Корреляция скважин № 178 и № 155
Fig. 9. Correlation of wells No. 178 and No. 155

объем газовой шапки, занятый углеводородами, m^3 ; $H_{н.ч}$ – поровый объем нефтяной части, занятый углеводородами, m^3 ; при

этом H – поровый объем, занятый углеводородами, $H = PV(1 - S_{wc})$, m^3 , безразмерная величина; B_{gi} – объемный коэффициент газа при

изменении условий от начальных пластовых до стандартных (поверхностных), $\text{м}^3/\text{м}^3$; c_w – сжимаемость воды, Па^{-1} ; c_r – сжимаемость горной породы, Па^{-1} ; ΔP – изменение пластового давления, Па ; W_e – приток воды из аквифера в пластовых условиях, м^3 ; W_{inj} – накопленная закачка воды в поверхностных условиях, м^3 .

После передачи рекомендаций заказчику проводился мониторинг выполнения мероприятий. Фактический результат за первый квартал показал расхождение на 200 т (30 %) меньше, чем по прогнозному варианту. Эффект от рекомендаций положительно повлиял на 9 из 10 теоретически реагирующих скважин, в итоге получен дополнительный приток нефти в количестве 500 т.

По результату проведенных работ было принято решение продолжить данную работу на оставшихся трех основных эксплуатационных объектах разработки.

ВЫВОДЫ

Как показал анализ системы заводнения, наблюдается неэффективная работа большинства нагнетательных скважин. Выявлены проблемы следующего характера: большой объем закачки в зонах с низким отбором жидкости, что ведет к высокому уровню компенсации на участках; неравномерное распределение нагнетательных скважин по площади залежи, т. е. работа нескольких нагнетательных скважин на одном небольшом участке, либо отсутствие нагнетательных скважин на участках с ухудшен-

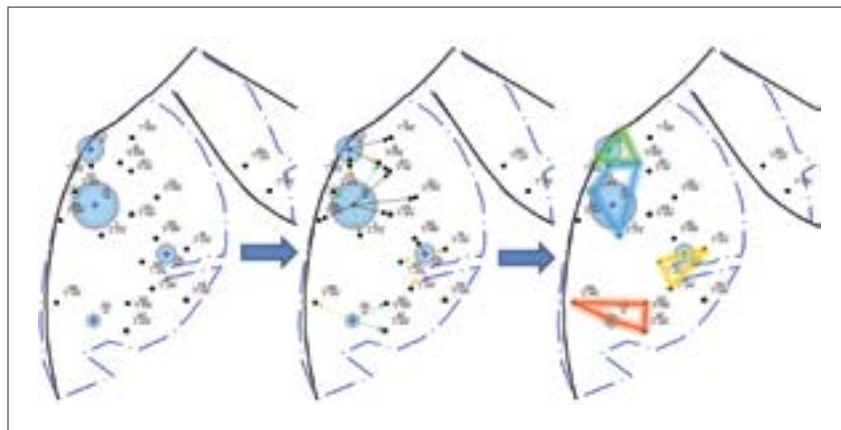


Рис. 10. Выделение ячеек заводнения
Fig. 10. Allocation of the waterflooding patterns

ным энергетическим состоянием; отсутствие положительного влияния закачки на добывающие скважины окружения по причине отсутствия интерференции между скважинами либо отсутствие необходимости в работе нагнетательных скважин в связи с выработкой запасов и стабильным энергетическим состоянием на участке.

По результату проведенного анализа составлен план мероприятий по нагнетательному фонду для данного объекта, а также принято решение по проведению аналогичной работы на оставшихся эксплуатационных объектах разработки.

В целом проделаны следующие этапы работ: определение типа системы разработки; рекомендации по оптимизации системы ППД; анализ текущей системы разработки; построение графиков динамики показателей разработки по блокам; выбор первоочередного блока для дальнейшего

рассмотрения на основе анализа графиков и с учетом оставшихся извлекаемых запасов (ОИЗ) нефти и годовых темпов отбора от ОИЗ; расчет среднего пластового давления по уравнению материального баланса по объекту разработки в целом, по прилегающим объектам разработки и отдельно по рассматриваемому блоку; изучение гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами с учетом динамики добычи, закачки, истории ГТМ, интервалов перфораций, результатов ГИС по выбранному для анализа элементу разработки; подготовка графика Холла по рассматриваемой нагнетательной скважине; оценка необходимой приемистости, расчет оптимального давления нагнетания; подготовка перечня мероприятий для достижения необходимой приемистости при оптимальном давлении нагнетания и оценка дополнительной добычи от их реализации. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Petrel E&P Software Platform [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.software.slb.com/products/petrel> (дата обращения: 06.08.2018).
2. Eclipse Photon R Packages [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.eclipse.org/downloads/packages/> (дата обращения: 06.08.2018).
3. Уолш М., Лейк Л. Первичные методы разработки месторождений углеводородов. М. – Ижевск: Ин-т комп. иссл., 2008. 672 с.
4. Дейк Л.П. Практический инжиниринг резервуаров. М. – Ижевск: Ин-т комп. иссл., 2008. 668 с.

REFERENCES

1. Petrel E&P Software Platform [Electronic source]. Access mode: <https://www.software.slb.com/products/petrel> (access date: August 6, 2018).
2. Eclipse Photon R Packages [Electronic source]. Access mode: <http://www.eclipse.org/downloads/packages/> (access date: August 6, 2018).
3. Walsh M., Lake L. Primary Methods for the Development of Hydrocarbon Deposits. Moscow, Izhevsk, Institute of Computer Research, 2008, 672 p. (In Russian)
4. Dake L.P. Practical Engineering of Reservoirs. Moscow, Izhevsk, Institute of Computer Research, 2008, 668 p. (In Russian)