

Проектирование оптимальной схемы размещения новых скважин с учетом неоднородности геолого-петрофизических параметров эксплуатируемой зоны пласта

Designing an optimal scheme for placing new wells, taking into account the heterogeneity of the geological and petrophysical parameters of the exploited reservoir zone

А.Ю. Сенцов¹

A.Yu. Sentsov¹,

¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

¹Branch of OOO LUKOIL-Engineering
KogalymNIPIneft in Tyumen

Адрес для связи: Alexey.Sentsov@lukoil.com

E-mail: Alexey.Sentsov@lukoil.com

Ключевые слова: реализация проектных решений, неопределенность геологической модели, устойчивость к геологическим рискам, объект разработки на поздней стадии, оптимальный вариант разработки

Key words: implementation of design decisions, uncertainty of the geological model, resistance to geological risks, development object at a late stage, optimal development option

В работе выполнен анализ проектных решений при вводе в разработку неосвоенных участков разрабатываемых нефтяных залежей. Предложен подход, направленный на повышение эффективности ввода их в эксплуатацию, включающий выделение наиболее перспективных участков для освоения, создание вариативных геолого-гидродинамических моделей по выбранным участкам, формирование сценариев ввода участков в разработку и выбор оптимального варианта по технико-экономическим критериям.

The paper analyzes the implementation of design solutions during the commissioning of undeveloped areas of oil deposits under development, proposes an approach aimed at improving the efficiency of their commissioning, including the allocation of the most promising areas for development, the creation of variable geological and hydrodynamic models for selected sites, the formation of scenarios for the commissioning of sites and the selection of the optimal option for technical and economic criteria.

Доклад публикуется в авторской редакции

При освоении участков, ранее не введенных в эксплуатацию даже на объектах, находящихся на поздней стадии разработки, специалисты сталкиваются с проблемой несоответствия данных геофизических исследований скважин (ГИС) по вновь вводимым скважинам с данными геологической модели участка, и недостаточной достоверностью геологической основы участка. При этом получение новых данных о геологическом строении участка, в процессе его освоения, зачастую приводит к необходимости в значительной степени менять проектные решения.

Анализ реализации проектных решений в части бурения новых скважин, выполненный по более чем 2100 скважинам (236 кустовых оснований) (рис. 1), показал масштабность вносимых изменений, так в более 50 % случаев были внесены корректировки в проектные решения, из которых 36 % случаев это изменения способа заканчивания или системы разработки.



Рис. 1. Реализации проектных решений в части нового фонда скважин на месторождения Западно-Сибирского региона.

Связано это, в первую очередь, с изменением геологического строения участков. При этом, входные дебиты по нефти зачастую достигаются повышением депрессии и, как следствие, ростом дебита жидкости, что часто приводит к преждевременному обводнению скважин, либо снижению пластового давления по участку и потери накопленной добычи нефти и КИН [1].

Большая часть нефтяных месторождений Западной Сибири находятся на поздней стадии разработки и, несмотря на это, может быть не реализовано до 40 % проектного фонда скважин. Ухудшенные фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) не освоенных участков, высокие геологические риски и отсутствие, в период активного ввода месторождений в разработку, экономически эффективных промышленных технологий сделало их освоение нецелесообразным. В то же время, на данном этапе разработки такие объекты характеризуются большим объемом знаний о геологическом строении, развитой инфраструктурой, а применение современных подходов к планированию нового фонда и инновационных технологий при строительстве скважин позволят эффективно вовлечь данные участки в разработку.

На сегодняшний день известны математические подходы к формированию рациональных схем размещения скважин, которые сводят решение поставленной задачи к моделям нелинейного или дискретного программирования. Известен метод прогнозирования добычи нефти с использованием различной геологической основы (P10, P50 и P90).

Вариативные модели, в основном, используют на начальной стадии разработки, когда данных о продуктивном объекте крайне мало. Обоснование схемы размещения новых скважин на локальном участке разрабатываемого объекта с применением вариативных моделей требует много времени на обработку огромного объема данных. В то же время, на разрабатываемом месторождении можно в значительной степени сузить геологическую неопределенность, исходя из фактически полученных результатов по эксплуатируемым на объекте скважинам. В состав выражений, по которым оцениваются запасы нефти, дебит жидкости и коэффициент продуктивности скважин, входят следующие параметры: Q_n – геологические запасы нефти, т; S – площадь залежи, м²; h – нефтенасыщенная толщина, м; K_n – коэффициент открытой пористости, д. ед.; K_n – коэффициент нефтенасыщенности, д. ед.; θ – объемный коэффициент, д. ед.; ρ – плотность нефти в поверхностных условиях, т/м³; ΔP – депрессия на пласт, Па; R_c – радиус скважины, м; R_k – радиус контура питания, м; μ – динамическая вязкость нефти, Па·с; Q – дебит жидкости, м³/сут, k – абсолютная проницаемость пласта, м².

Большая часть не освоенных участков характеризуется небольшими нефтенасыщенными толщинами, следовательно, погрешность геологической модели участка бурения на разрабатываемом месторождении в большей степени будет зависеть от h . Данный вывод основан на анализе отклонения фактических показателей от плановых (по тем же 2100 скважинам), производился по следующим параметрам: стратиграфическая кровля пласта, эффективные нефтенасыщенные толщины, уровень водонефтяного контакта (ВНК) (рис. 2).

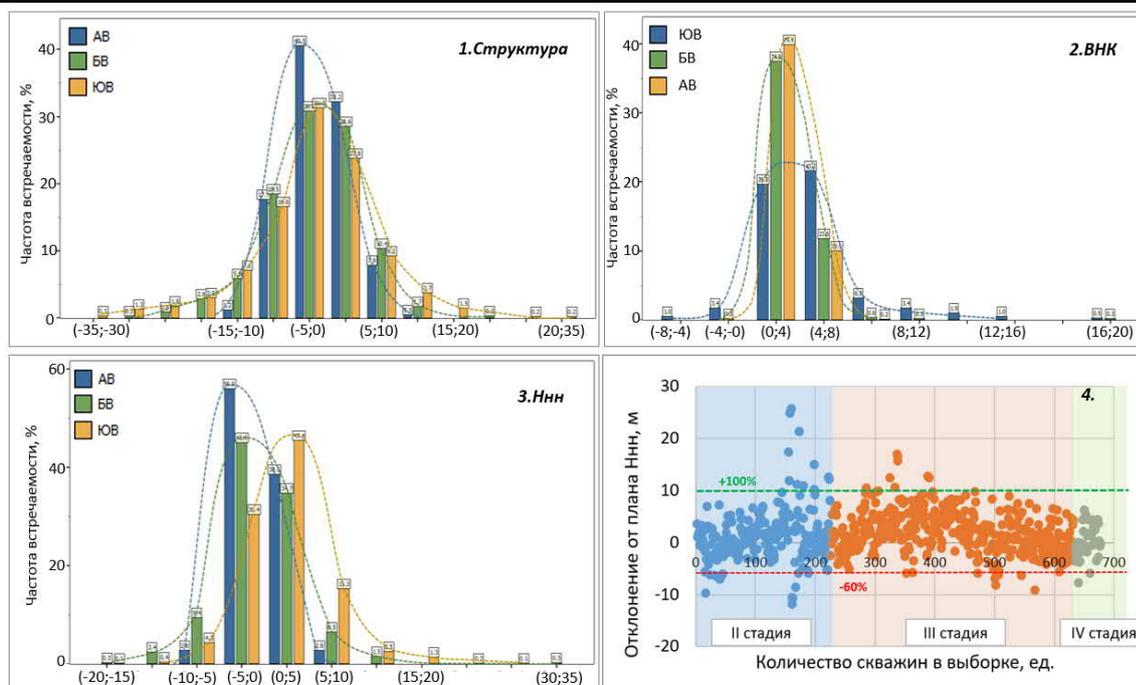


Рис. 2. Гистограммы распределения невязок прогнозных и фактических параметров по объектам группы АВ, БВ, ЮВ (1 – стратиграфическая кровля; 2 – уровень ВНК; 3 – эффективные нефтенасыщенные толщины; 4 – отклонение N_{nn} от плана на разных стадиях разработки)

Из представленных гистограмм видно, что погрешность по представленным параметрам достаточно высокая и увеличивается с глубиной залегания пласта, а эффективная нефтенасыщенная толщина от плановых значений изменяется от -60 до $+100$ %, при этом, независимо от стадии разработки погрешность подтверждаемости эффективной нефтенасыщенной толщины не меняется. Связано это с неоднородностью нефтяного пласта и степенью изученности осваиваемого участка.

Площадь нефтеносности S зависит от тех же данных, что и нефтенасыщенная толщина и в случае разрабатываемого объекта контролируется пробуренными соседними скважинами.

Анализ изменения в процессе разработки месторождения выполненный по десяти пластам группы Б месторождений Западной Сибири (табл. 1), показывает, что отклонение $K_{п}$ и $K_{н}$ на разных стадиях разработки составляет не более 5 %. Плотность и вязкость нефти обосновывается на пробах, полученных в безводный период, и на поздней стадии разработки не меняются.

Таблица 1. Изменение изученности по параметрам на разных стадиях разработки месторождений

| Параметр | Стадия разработки месторождения | | | |
|------------|---------------------------------|-------|-------|-------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 |
| Кп, д.ед | 0,230 | 0,220 | 0,212 | 0,214 |
| Кнн, д.ед. | 0,580 | 0,550 | 0,530 | 0,534 |

При условии оптимального выбора варианта разработки для месторождений, разбуриваемых по регулярным сеткам скважин, можно принять допущение, что $\ln \frac{R_k}{R_c}$ – константа.

Проницаемость k – неопределенность данного параметра очень высока, но на поздней стадии разработки объекта, с появлением фактических данных по режимам эксплуатации скважин, относительные фазовые проницаемости адаптируются на историю разработки. Следовательно, по участку интереса дебит жидкости и нефти можно оценить на геолого-гидродинамической модели (ГГДМ), с учетом настройки истории разработки по соседним скважинам.

Таким образом, при освоении не разрабатываемого участка эксплуатируемого объекта основные риски будут связаны с обоснованностью h , K_n , K_p . Для определения значимости выбранных параметров при оценке запасов нефти по участку применялась модифицированная формула для оценки запасов объемным способом.

В результате влияние h_{nn} на итоговый результат от стадии к стадии изменяется от 76 до 95.2 % (табл. 2). На первой стадии разработки, влияние каждого параметра одинаковое, так как изученность по объекту низкая.

Таблица 2. Влияние h_{nn} , K_n , K_p на оценку запасов нефти по стадиям разработки

| Стадия разработки | h_{nn} | K_n | K_p |
|-------------------|----------|-------|-------|
| 2 | 76,0 | 12,5 | 11,6 |
| 3 | 82,1 | 8,9 | 8,9 |
| 4 | 95,2 | 2,2 | 2,6 |

Таким образом, на разрабатываемых объектах риск не подтверждения геологического строения осваиваемого участка связан с геологическими параметрами, от которых зависят эффективные нефтенасыщенные толщины и площадь нефтеносности.

С целью повышения эффективности разработки нефтяных месторождений предлагается методический подход (способ) обоснования схемы размещения новых скважин на участке, не вовлеченном в разработку, с учетом установленной геологической изменчивости в разбуренных частях эксплуатационного объекта [2].

Выбор оптимального варианта размещения проектного фонда объекта состоит из трех основных этапов (рис. 5).

На первом этапе выполняется ранжирование и выбор наиболее подготовленных участков для освоения. На втором этапе по выбранным участкам выполняются вариативные модели, при этом выдерживаются следующие принципы:

- модели выполняются на небольших по площади участках разрабатываемых залежей, на которых планируется размещение нового фонда;
- моделирование осуществляется на 3D ГГДМ;
- оценка диапазона неопределенности входных данных осуществляется путем анализа их фактической изменчивости на уже освоенных участках залежи.

По объекту выбираются параметры, оказывающие наибольшее влияние на ГГДМ, далее через сопоставление прогнозных значений геолого-геофизических данных, на основании которых строилась базовая модель, с результатами фактических скважин, строятся гистограммы отклонений скважинных данных от замеренных геофизическими методами, таким образом определяется диапазон неопределенности параметра. Выделяются два вида не подтверждения прогнозного строения участка: концептуальное, когда отклонения касаются концепции строения залежи (наличие, либо отсутствия русел, разломов и др.); параметрическое, когда изменения касаются только величины геологических параметров.

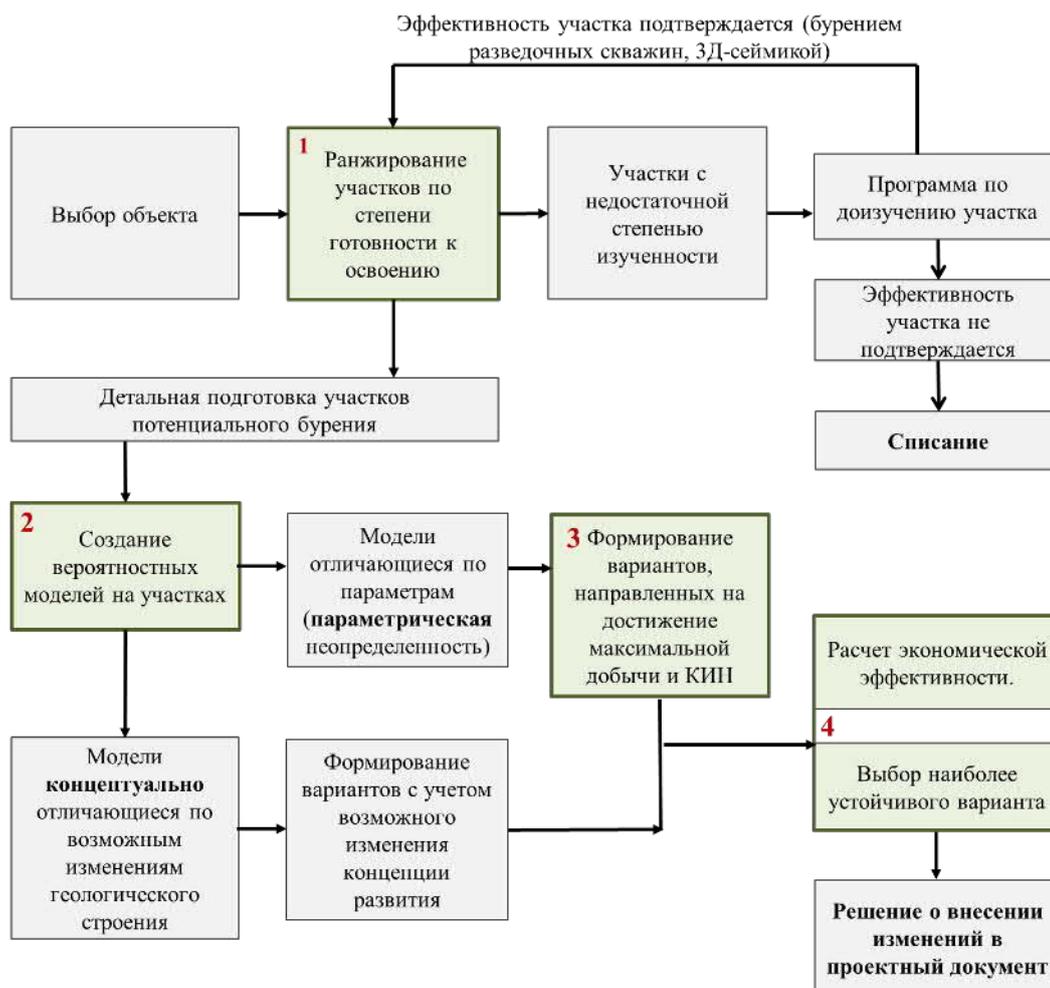


Рис. 5. Блок-схема формирования оптимального варианта разработки неосвоенного участка разрабатываемого месторождения

На третьем этапе формирование вариантов осуществляется с учетом геологических рисков и предусматривает индивидуальный подход к участкам, по которым есть риск концептуального изменения представления о геологической основе или риске, связанные только с изменениями параметров.

По участкам с наличием концептуальных рисков геологической основы варианты разработки формируются индивидуально для каждой геологической концепции строения участка, при этом первые скважины на участке должны находиться в месте расхождения геологических концепций, технологические показатели рассчитываются на 3D геолого-гидродинамических моделях P10, P50 и P90.

По результатам технико-экономических расчетов по всем сценариям разработки выбирается вариант наиболее устойчивый к геологическим рискам. Если вариант,

рассчитанный на «пессимистической» геологической основе отрицательный, то по участку выделяются фазы освоения. Для этого методом схождения вариантов, рассчитанных на основе «пессимистичной» и «средней» геологических моделей, на карте толщин выбираются наиболее уверенные районы, выполняется расчет и определяется первая фаза разбуривания. На «оптимистичной» модели планируются первоочередные скважины для уточнения перспектив развития участка.

Разработанный подход внедрен на 4 месторождениях, разрабатываемых ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», начиная с 2014 г. [3]. На сегодняшний день введены в разработку 102 скважины, из которых 48 скважин сложного заканчивания. Диапазон отклонения $h_{нн}$ от плана составил от -0,8 до +1,2 м. Работы проведены на восьми участках пластов ЮВ₁, БВ₇¹, АВ₁₋₂, на 01.01.22 г. дополнительная добыча нефти составила 2 млн т.

Отличительной особенностью предложенного методического подхода (способа), является применение существующих практик создания вариативных геологической моделей на месторождениях, которые находятся на поздней стадии разработки при оптимизации проектного решения по не освоенному участку с учетом геолого-геофизических рисков, подтвержденных на собственном объекте фактически введенными скважинами.

Список литературы

1. *В.Д. Лысенко, В.И. Грайфер* Рациональная разработки нефтяных месторождений // Москва Недра. – 2005. – С — 150–160
2. *Способ* разработки неоднородного нефтяного пласта / Арефьев С.В., Юнусов Р.Р., Дулкарнаев М.Р. [и др.] // Патент на изобретение RU 2695418 С1, 23.07.2019.
3. *А.Ю. Сенцов, Н.С. Полякова, С.И. Грачев* Оптимизация нового бурения в условиях неопределенности геологической основы // Недропользование XXI век. — 2019. — № 5. — С. 110–117.