

ГЕОЛОГО-СТАТИСТИЧЕСКОЕ И ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРОВЕДЕНИЯ ГЛУБОКОГО БУРЕНИЯ НА КОЛВИНСКОЙ ПЛОЩАДИ

Рассмотрен комплекс геологических, геолого-статистических и экономических параметров, обосновывающих эффективность проведения глубокого поискового бурения на нефть и газ на восточном участке Пермского края – Колвинской площади.

The paper studies complex geological, geo-statistical and economic parameters determining efficiency of deep-hole prospecting drilling for oil-and-gas on the eastern site of the Perm-Kolvinskaya Area.

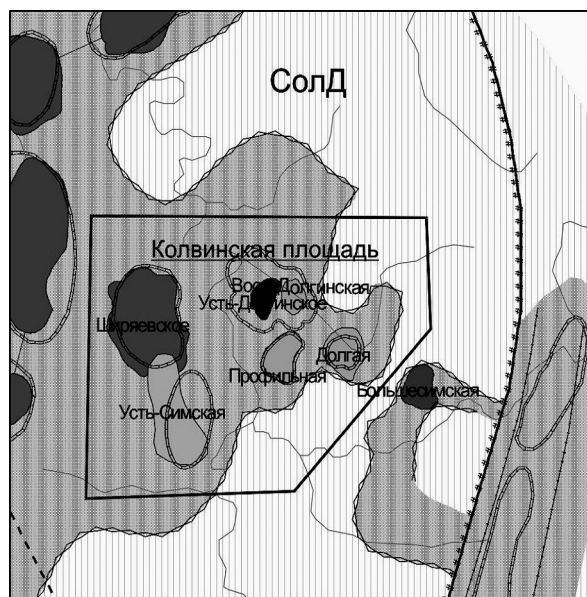
Для изучения геологического строения Колвинской площади (см. рисунок) были использованы данные по анализу всей имеющейся ранее и вновь полученной в результате проведения сейсмических исследований по технологии 3D геолого-геофизической информации. Следует отметить недостаточную изученность площади поисково-разведочным бурением: его плотность составляет 0,035 скважин на 1 км².

В пределах площади исследований открыты Ширяевское (Верх-Шомашская струк-

тура) и Усть-Долгинское (одноименная структура) месторождения нефти и газа. Помимо перечисленных в пределах площади исследований расположены Восточно-Долгинская, Профильная, Долгая и Усть-Симская (южный склон) структуры.

Колвинская площадь расположена в восточной части Соликамской впадины. В разрезе площади выделяется слой некондиционных калийных солей, обеспечивший хорошую сохранность залежей. Структуры выделены сейсморазведкой по отражающим горизонтам Пⁿ, Iⁿ, А^k. Вверх по разрезу отмечается соответствие отражающих горизонтов с частичным выполаживанием структур. Все структуры приурочены к рифогенным постройкам верхнедевонско-турнейского возраста и к структурам их облекания.

Из семи нефтегазоносных комплексов, выделяемых в разрезе осадочного чехла Пермского Прикамья, промышленная нефтеносность на Колвинской площади установлена в верхнедевонско-турнейских и в нижне-среднекаменноугольных карбонатных отложениях. В связи с тем, что на Верх-Шомашском поднятии выделена турнефаменская пластово-массивная нефтяная залежь (Т-Фм), спрогнозированы аналогичные залежи нефти в пределах Усть-Долгинской, Восточно-Долгинской, Профильной и Долгой структур. Башкирско-серпуховская пластово-сводовая залежь



Расположение участка работ

Параметры нефтегазоносности структур

Название структуры	Класс структуры	P_n	P_y	P_{cp}	P_{cb}	P_r	Z_n	$Z_{нн}$	$Z_{ин}$	$P(Z_{ин})$
Ширяевская*	Экзамен	0,06	0,83	3,00	0,05	0,44	1,096	0,625	0,961	0,781
Усть-Долгинская*	»	0,03	0,73	2,48	0,06	0,48	0,676	0,704	0,560	0,694
Усть-Симская*	»	0,05	0,78	2,74	0,05	0,42	0,888	0,767	0,752	0,738
Восточно-Долгинская	Прогноз	0,04	0,75	2,53	0,06	0,047	0,762	0,666	0,644	0,714
Профильная	»	0,05	0,77	2,65	0,06	0,46	0,845	0,628	0,725	0,732
Долгая	»	0,05	0,78	2,72	0,06	0,45	0,885	0,663	0,760	0,739

* Установленная нефтегазоносность

(Бш-Срп) открыта на Верх-Шомашском (получены промышленные притоки газа) и Усть-Долгинском (нефтяная) поднятиях. На Усть-Долгинском поднятии залежь является водоплавающей. На Восточно-Долгинской, Профильной и Долгой структурах, имеющих аналогичное строение, также прогнозируются водоплавающие нефтяные залежи.

Суммарные извлекаемые перспективные ресурсы углеводородов (УВ) категории C_3 подсчитаны на следующих прогнозных объектах: Усть-Долгинском (пласт Т-Фм), Восточно-Долгинском, Профильном и Долгом – и составляют: нефти – 1566 усл.ед., растворенного газа – 341 усл.ед.

Геолого-статистическое обоснование проведения глубокого бурения на площади проведено с использованием параметров, учитывающих генерационно-миграционно-аккумуляционно-консервационные условия нефтегазообразования, а также степень изученности территории (плотность сейсморазведки и структурного бурения). Геолого-статистическая оценка вероятности нефтеносности структур производилась по методике, описанной в работах [1, 2]. Для расчета вероятности нефтеносности по каждой структуре (в том числе и для структур с установленной нефтеносностью) были вычислены параметры, характеризующие степень изученности (P_y , P_{cp} , P_{cb}) и аккумуляционно-генерационный потенциал (P_n , P_r) территории (см. таблицу). Затем по построенным уравнениям регрессии был вычислен параметр Z_n , характеризующий степень изученности территории, и параметр $Z_{нн}$, характеризующий степень нефтеносности территории, а в дальнейшем – комплексный пара-

метр $Z_{ин}$. Итогом всех расчетов является вероятность нефтеносности структуры $P(Z_{ин})$, вычисленная по регрессионной модели, построенной для территории Соликамской депрессии:

$$P(Z_{ин}) = 0,552 + 0,265 Z_{нн} - 0,011 Z_{нн}^2 - 0,017 Z_{нн}^3.$$

Согласно расчетам, все прогнозные структуры характеризуются значениями вероятности примерно равными 70-75 %. Структуры с установленной нефтеносностью (экзамен) имеют примерно ту же вероятность. Все это позволяет в полной мере ожидать наличие залежей УВ в подготовленных структурах.

Для примера геолого-экономического обоснования проведения геолого-разведочных работ на площади были подсчитаны экономические показатели Профильной структуры. Для расчетов использована аналого-статистическая методика [3], которая широко применяется для расчета технологических показателей по объектам, находящимся на ранней стадии разработки. В Пермском крае накоплен большой опыт разработки нефтяных месторождений, имеющих различные геолого-физические свойства продуктивных пластов и насыщающих их флюидов, поэтому использование аналого-статистических методик научно обосновано.

Капитальные вложения на освоение площади включают в себя затраты на бурение поисково-оценочных, разведочных и эксплуатационных скважин, строительство объектов нефтепромыслового обустройства и оборудование, не входящее в сметы стро-

ек. При расчетах капитальных вложений на бурение исходили из стоимости 1 м и заданного объема проходки.

Эксплуатационные затраты включают ежегодные расходы энергии на механизированную добычу нефти, затраты на сбор, транспортировку и подготовку продукции скважин, на содержание и эксплуатацию оборудования, на оплату труда рабочих.

Все расчеты велись в базовых ценах 2000 г., затем пересчитывались с учетом индекса удорожания на II квартал 2007 г. По Профильной структуре вариант разработки следующий: общий фонд скважин – 10, в том числе 1 – поисковая, 9 – эксплуатационных. Общий объем бурения – 24,5 тыс.м. Разработка залежей ведется за счет упруговодонапорного режима и газовой шапки.

Проектный уровень добычи достигается на второй год после введения залежи в эксплуатацию и составляет 9,3 % от утвержденных извлекаемых запасов. Продолжительность проектного уровня по нефти – 2 года. Основной период разработки составляет 18 лет. Срок разработки структуры – 52 года. Достижимый конечный коэффициент извлечения нефти 0,2.

Оценка экономической эффективности Профильной структуры (нефтяные залежи) показала, что за рассматриваемый период (52 года) добыча нефти составит 423 усл.ед., добыча попутного газа – 120,96 усл.ед. Ка-

питальных вложений для освоения объекта потребуется 447,27 млн руб., в том числе 67,89 млн руб. на освоение природных ресурсов. Текущие затраты составят 1103,69 млн руб. Суммарный дисконтированный поток наличности достигает 96,69 млн руб. Срок окупаемости проекта составляет 7 лет.

Таким образом, результаты геологостатистической и геолого-экономической оценок показывают, что вероятность существования залежей в подготовленных структурах высока (70-75 %), постановка глубокого бурения экономически рентабельна. Поэтому проведение глубокого поискового бурения на Колвинской площади является целесообразным и высокоэффективным.

ЛИТЕРАТУРА

1. Громека В.И. Основные черты геологического строения, развития и нефтегазоносности средней части Предуральяского краевого прогиба / В.И.Громека, В.М.Свищев // Геология и нефтегазоносность Приуралья и западного склона Урала. М.: Недра, 1976. С.31-35.

2. Определение перспективных направлений поисков месторождений нефти и газа в Пермском крае с помощью вероятностно-статистических методов / В.И.Галкин, А.В.Растегаев, С.В.Галкин, В.Л.Воеводкин // Наука – производству. 2006. № 1. С.1-6.

3. Распопов А.В. Программа экспресс-расчета технологических показателей разработки залежей нефти аналогостатистическим методом / А.В.Распопов, М.П.Филонов // Информационный листок / Пермский ЦНТИ. 1996. № 282. 96 с.

Научный руководитель доц. И.А.Козлова