

УДК 553.98(574.1)

*Р.В. ДАВЫДОВ<sup>1</sup>*

## **О ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ДОРАЗВЕДКИ ДЛИТЕЛЬНО РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В НАДСОЛЕВОМ МЕГАКОМПЛЕКСЕ ЮГА ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ**

Оңтүстік Каспий маңы ойпаты ауданындағы мұнай мен газды өндіруді нығайтатын шикізат базасының бірден бір жолы ұсынылады.

Предлагается одно из направлений укрепления сырьевой базы в районе разрабатываемых месторождений нефти и газа юга Прикаспийской впадины.

A way of raw material base consolidation in the region of operating oil and gas fields in the south of Pricaspian Depression is proposed.

Южной частью Прикаспийской впадины по мезокайнозою обычно считается территория от 48° с.ш. до южной границы впадины в зоне выклинивания соленосной толщи (рис. 1). В указанных пределах суммарная площадь вместе с акваторией Каспийского моря составляет около 120 тыс. км<sup>2</sup>.

В пределах юга Прикаспия, главным образом на суше, в надсолевом мегакомплексе поисково-разведочные работы на нефть и газ ведутся более 100 лет. В течение последних десятилетий здесь выполнен огромный объем геологических, геофизических исследований и бурения, в результате которых были выявлены новые месторождения нефти и газа, преимущественно мелкие и средние по запасам нефти, а также установлена группа новых перспективных локальных объектов разного типа. Нереализованный нефтегазовый потенциал юга Прикаспийской впадины по надсолевым отложениям остается значительным и рассматриваемая территория является одной из наиболее привлекательных для дальнейших поисков нефти и газа [4].

К настоящему времени здесь установлено 88 месторождений, из которых в разработке находится 44. Подавляющее число месторождений

разрабатывается уже более 40-50 лет, и степень выработки запасов нефти и газа в них является очень высокой. Остаточные запасы нефти на таких месторождениях находятся в пределах от 1 тыс.т. (Мунайлы) до 515-769 тыс.т. (Косчагыл, Кулсары). Наиболее значимыми по запасам нефти месторождениями являются Кенбай, Прорвинская группа, Теренозек Зап., Жанаталап, Мартыши, Кара-Арна, Каратюбе, Акжар, Забунье, но подавляющее число месторождений характеризуется запасами до 3,0 млн.т. Таких месторождений в пределах юга Прикаспия насчитывается 67, а с начальными извлекаемыми запасами более 3,0 млн.т. – 21 месторождение. Анализ распределения месторождений с различными объемами начальных извлекаемых запасов нефти по структурно-тектоническим зонам показывает, что в каждой из зон, содержащих значительные запасы углеводородов (Прорвинская, Тенгиз-Кашаганская, Южно-Эмбинская, Сагизская, Шубаркудук-Акжарская и Мартышинская), расположено по 3-4 месторождения с извлекаемыми запасами более 3,0 млн.т.

Число новых месторождений исчисляется единицами, при этом по величине запасов нефти они, как правило, являются мелкими. Наиболее

<sup>1</sup> Казахстан. 050010, г. Алматы, ул. Кабанбай батыра, 69<sup>а</sup>. Институт геологических наук им. К.И. Сатпаева.

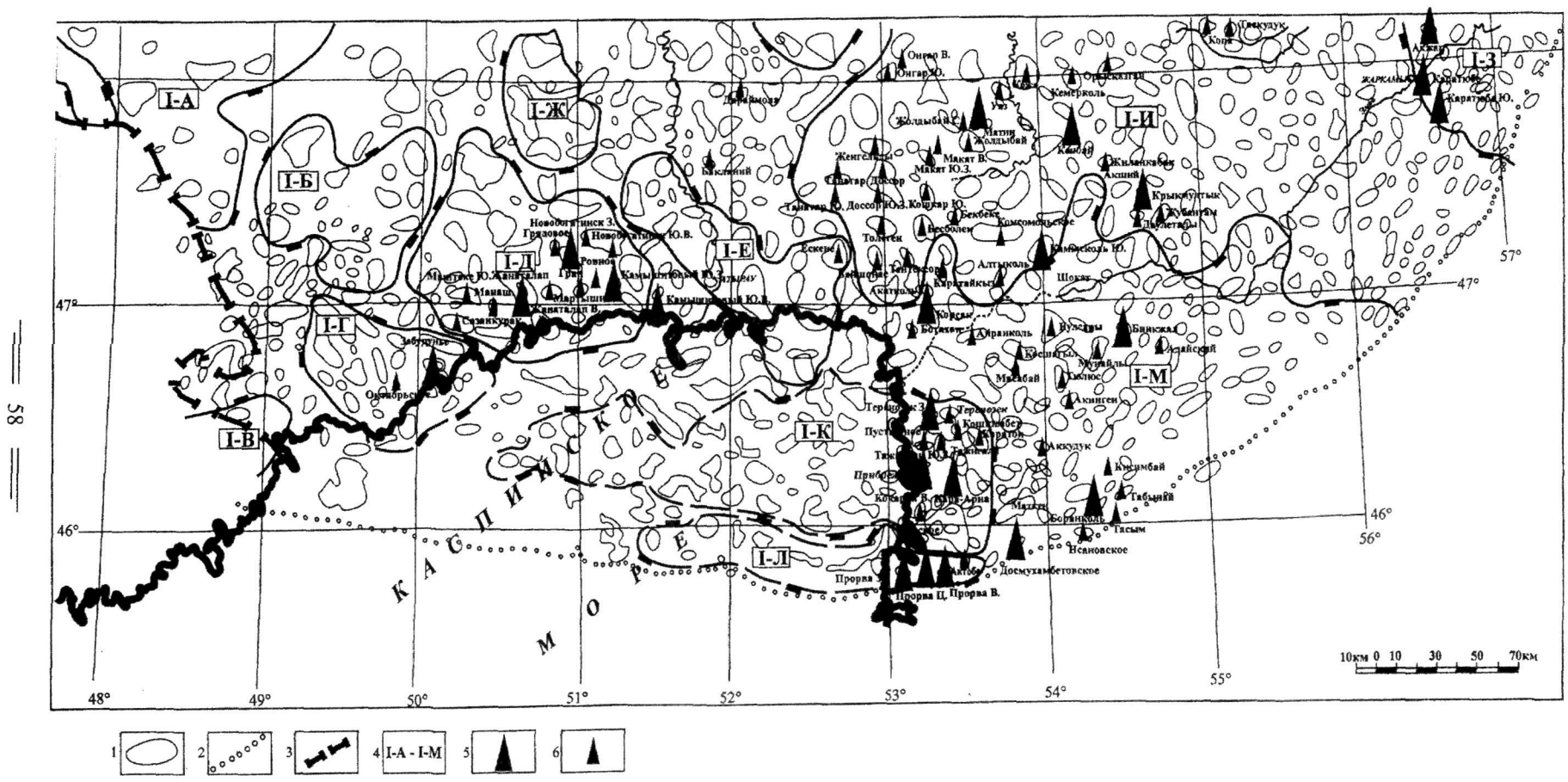


Рис. 1. Схема расположения месторождений нефти и газа.

1 - контуры соляных куполов по гравиметрическим и сейсмическим данным; 2 - граница распространения соли; 3 - граница Казахстана с Российской Федерацией; 4 - зоны нефтегазоаккумуляции; 5 - месторождения с извлекаемыми запасами 3 и более млн. т.; 6 - месторождения с извлекаемыми запасами менее 3 млн. т.

I-A Азгирская, I-B Мынтобинская, I-B Астраханская, I-Г Жамбайско-Забурунская, I-Д Мартышинская, I-Е Нижнеуральская, I-Ж Карагайская, I-З Шубаркудук-Акжарская, I-И Сагизская, I-К Тенгиз-Кашаганская, I-Л Прорвинская, I-М Южно-Эмбинская

детально изученными являются юрские и меловые отложения в сводовых частях соляных куполов, поэтому основное внимание при поисках новых месторождений в различных структурно-тектонических зонах в первую очередь следует уделить крутым склонам соляных куполов и межкупольным зонам, в том числе по триасовым и верхнепермским отложениям.

Помимо поисков новых месторождений, в надсолевом комплексе одной из важнейших задач в пределах юга Прикаспийской впадины является доизучение и доразведка разрабатываемых месторождений.

На большинстве месторождений разведочные работы проводились в 30-70-х годах прошлого столетия. Вследствие многих лет разработки и сильного обводнения продуктивных горизонтов практически все эти месторождения находятся в режиме падающей добычи и конечной стадии разработки. Для повышения коэффициента извлечения нефти необходимо бурение новых эксплуатационных скважин в местах наибольшей остаточной концентрации нефти, а также применение различных современных методов повышения нефтеотдачи. Бурение дополнительных скважин на основе старых геолого-геофизических материалов будет мало эффективным, так как для выявления мест наибольшей концентрации нефти, а также для уточнения геологической модели месторождения, требуется применение современных геофизических исследований. Как известно, основными методами поисков и разведки месторождений в то время были геологическая съемка, гравиразведка, сейсмосъемка методом отраженных волн (МОВ) и бурение. В настоящее время есть технологии, с помощью которых можно получить наиболее точные данные о геологических моделях месторождений и различных параметрах продуктивного разреза. Наиболее информативным методом является объемная сейсморазведка (МОГТ 3Д), которая в комплексе с объемным гравиметрическим моделированием позволяет создать не только уточненную геометрическую модель изучаемого локального объекта, но и установить фациальную зональность продуктивного резервуара.

Доразведка старых месторождений с использованием объемной сейсморазведки с высокой разрешающей способностью в комплексе с современной высокоточной гравиразведкой

дает возможность выявить дополнительные ловушки в различных стратиграфических подразделениях надсолевого мегакомплекса как на самом месторождении, так и рядом с ним. В таких ловушках могут быть установлены дополнительные залежи нефти и газа, разработка которых требует меньших капиталовложений, так как при этом может использоваться действующая инфраструктура месторождения.

В период с 1997 по 2005 годы в пределах территории исследований в надсолевом мегакомплексе объемной сейсморазведкой было охвачено 10 месторождений, все они были открыты в 60-80 годы, поэтому основной целью сейсмических исследований 3Д являлось их доизучение для последующей доразведки [2,3].

Основными критериями при выборе объектов для проведения исследований объемной сейсморазведкой с целью доразведки действующих промыслов должны быть величина начальных запасов углеводородного сырья и общее состояние изученности продуктивной толщи в пределах сводовой и присводовой частей соляных куполов различного типа.

В качестве примеров месторождений, на которых в последние годы были проведены объемные сейсмические исследования с целью доизучения и которые дали ошутимые результаты можно привести Прорву Центральную-Восточную, Кисимбай, Молдабек Восточный и Забурунье.

**Месторождение Прорва Центральная-Восточная** было открыто в 1964 г., введено в разработку в 1967 г. В тектоническом отношении структуры приурочены к одноименным глубокопогруженным соляным куполам. Продуктивность связана с отложениями триаса и средней юры. Юрские продуктивные горизонты залегают на глубине 2175-2775 м, триасовые – 3104-3337 м. Высоты нефтяных залежей в юре – 12,6-49,9 м, в триасе 7-36 м; газовых – 18,9-74,6 м. Залежи пластовые, сводовые, тектонически экранированные. Продуктивные горизонты сложены терригенными породами, коллектора поровые. Открытая пористость коллекторов – 16-21,2%, проницаемость – 0,016-0,340 мкм<sup>2</sup> [1]. Месторождение находится в разработке 44 года за это время фактически были полностью извлечены запасы утвержденные Государственной Комиссией по Запасам (ГКЗ СССР). Тем не менее, по достижению фактического коэффициента извле-

чения нефти, разработка месторождения продолжалась, что явно указывало на недоработки в геологической модели месторождения. С этой целью были запроектированы и проведены сейсмические исследования МОГТ 3Д, которые установили, что структурная модель коллекторов продуктивных горизонтов принципиально отличается от структурной модели поднятия. Прорва Центральная-Восточная по стратиграфическим поверхностям, выделенным в толще юрских и триасовых отложений [2]. В частности отмечено смещение свода коллектора горизонта J-V на 1300 м. относительно свода структуры Прорва Центральная по сейсмическому горизонту IV. Еще одним важным отличием является то, что положение основного сброса принципиально отличается от существующей модели, принятой в период начального подсчета запасов. Нарушение не имеет сплошного развития, как считалось ранее, и деление структуры на два крыла потребовало коренного пересмотра. Было также выделено западное приподнятое поле в пределах свода юго-восточного крыла участка Прорва Центральная, в связи с чем значительно расширилась продуктивная площадь месторождения. В процессе проведения работ были уточнены петрофизические свойства пород коллекторов и определены участки с лучшими ёмкостно-фильтрационными свойствами.

Полученные более точные данные о структуре месторождения, параметрах продуктивных горизонтов и положении ВНК, позволили провести пересчет запасов нефти, а также уточнить схему разработки месторождения.

После проведения на месторождении объемных сейсмических исследований и внесения поправок в старую геологическую модель был произведен пересчет запасов, в результате чего запасы увеличились примерно на 25% от начальных запасов месторождения.

**Месторождение Кисимбай** было открыто в 1978 году. В тектоническом отношении оно приурочено к солянокупольной структуре. Нефтеносные отложения нижнего мела и средней юры. Глубина залегания нижнемелового продуктивного горизонта – 1564 м, верхнеюрских – 1710-1736 м. Залежи пластовые сводовые. Высота нижнемеловой залежи – 23,6 м., верхнеюрских – 5-18 м. ВНК проводится на отметках от 1597,8 до 1756,1 м, ГВК – на 1740,1 м. Продуктивные го-

ризонты сложены терригенными породами, коллектора поровые. Нефтенасыщенная толщина – 2,7-10,5 м., газонасыщенная толщина 1,6-5,9 м. Открытая пористость коллекторов – 20,7-21%, проницаемость – 0,39-4,645 мкм<sup>2</sup> [1]. Месторождение находится в разработке 30 лет, за этот период было извлечено ~2/3 извлекаемых запасов.

После проведения 3Д сейсморазведки были выделены и протрассированы кулисообразно расположенные, не протяженные тектонические нарушения, к которым тяготеют высокодебитные скважины. Этот факт способствует улучшению ёмкостно-фильтрационных свойств коллектора из-за повышенной трещиноватости слагающих коллектор пород вблизи разломов [3].

После внесения изменений в старую геологическую модель, был произведен пересчет запасов в результате которого запасы увеличились на ~50% от начальных запасов месторождения.

**Месторождение Забурунье** было открыто в 1981 году. Тектонически приурочено к межкупольному поднятию. Выделяются апт-неокомский (АН) и I неокомский (Н-I) нефтяные и II неокомский (Н-II) газонефтяной горизонты. Глубина залегания горизонтов – 851-905,6 м. Высота нефтяных залежей – 7,2-53 м, газовой части – 9,3 м. ВНК проводится на отметках 900-943 м. Залежи пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные. Горизонты сложены терригенными породами, коллектора поровые. Открытая пористость коллекторов 29-31%, проницаемость 0,23-1,008 мкм<sup>2</sup>. Нефтенасыщенная толщина – 0,8-10,8 м, газонасыщенная – 7,1 м. [1]. Месторождение находится в разработке 27 лет, за этот период было добыто ~1/3 первоначальных извлекаемых запасов.

После проведения объемных сейсмических исследований в 2004 году были внесены уточнения в геологическое строение площади, после чего был произведен пересчет запасов. Выяснилось, что фактически произошел прирост запасов на ~20% от начальных.

Приведенные данные свидетельствуют о том, что доразведка длительно разрабатываемых месторождений и внесение корректировок в существующие геологические модели, может существенно повлиять на величину запасов в сторону их увеличения, т.е. продлить активную фазу разработки месторождения. Увеличение запасов на длительно разрабатываемых месторождени-

ях по своему значению сопоставимо с открытием новых месторождений в районах с развитой инфраструктурой. Доразведка, в первую очередь должна проводиться на месторождениях, начальные запасы которых были значительными, но геологическое строение которых длительный период не уточнялось. Доизучение таких месторождений должно проводиться не только в пределах разрабатываемых площадей, но и на примыкающих к ним территориях присводовых участков, вторых крутых склонов соляных куполов и в межкупольных зонах. В последних особое внимание должно уделяться нижним секциям надсолевого разреза.

Доразведку старых месторождений следует рассматривать в качестве существенного направления укрепления сырьевой базы нефтегазодо-

бывающей отрасли в районах длительно разрабатываемых месторождений. Большое число не охваченных современными геофизическими работами продуктивных площадей делает это направление достаточно перспективным.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. *Воцалевский Э.С., Булекбаев З.Е. и др.*, Справочник «Месторождения нефти и газа Казахстана». Алматы, 1996.
2. *Куанышев Ф.М., Панкратов В.Ф., Таскинбаев К.М.* Опыт и результаты сейсмических исследований 3Д месторождения Прорва Центральная-Восточная. Нефть и газ. №2, 2003.
3. *Мусагалиев М.З.* Эффективность сейсморазведки 3Д при поисках залежей нефти и газа. Известия НАН РК №1, 2008.
4. *Воцалевский Э.С., Шлыгин Д.А., Пилифосов В.М. и др.* Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана. Том III. Нефть и газ. Алматы, 2002.